

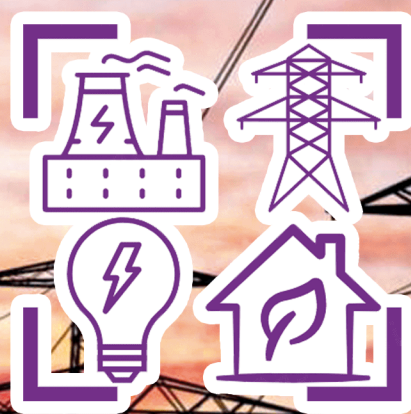


ISSN 2224-0349

ВІСНИК

**Національного технічного університету
«ХПІ». Серія:**

Енергетика: надійність та енергоефективність



**2 (9)
2024**

Харків

ISSN 2224-0349

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИ

Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»

MINISTRY OF EDUCATION
AND SCIENCE OF UKRAINE

National Technical University
"Kharkiv Polytechnic Institute"

**Вісник Національного
технічного університету
«ХПІ». Серія: Енергетика:
надійність та
енергоефективність**

№ 2 (9) 2024

Збірник наукових праць

Видання засноване у 1961 р.

**Bulletin of the National
Technical University
"KhPI". Series: Energy:
Reliability and Energy
Efficiency**

No. 2 (9) 2024

Collection of Scientific papers

The edition was founded in 1961

Харків
НТУ «ХПІ», 2024

Kharkiv
NTU "KhPI", 2024

Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність = Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency: зб. наук. пр. / Нац. техн. ун-т «Харків. політехн. ін-т». — Харків : НТУ «ХПІ», 2024. — № 2 (9) 2024. — 92 с. — ISSN2224-0349.

Видання присвячене питанням теоретичних та практичних результатів досліджень і розробок, пов'язаних з проблемами надійності та ефективності роботи енергетичного устаткування, а також електроенергетичної системи в цілому. Розглядаються проблеми електроспоживання, енергозбереження і підвищення якості електричної енергії.

Для науковців, викладачів вищої школи, аспірантів, студентів і фахівців в галузі енергетики, надійності та ефективності роботи енергетичного устаткування.

The publication is devoted to the issues of theoretical and practical results of research and development associated with problems of reliability and efficiency of power equipment and power system as a whole. The problems of electricity consumption, energy saving and improvement of the quality of electric energy are considered.

For scientists, teachers of higher education, post-graduate students, students and specialists in the field of energy, reliability and efficiency of power equipment.

Ідентифікатор медіа R30-02561, згідно з рішенням Національної ради України з питань телебачення і радіомовлення від 11 січня 2024 року №33.

Мова статей – українська, англійська.

Наказом МОН України № 1017 від 27 вересня 2021 року «Про рішення з питань присудження наукових ступенів і присвоєння вчених звань та внесення змін до наказу Міністерства освіти і науки України від 29 червня 2021 року № 735» Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність включено до категорії Б «Переліку наукових фахових видань України, в яких можуть публікуватися результати дисертаційних робіт на здобуття наукових ступенів доктора наук, кандидата наук та ступеня доктора філософії».

Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність включений до зовнішніх інформаційних систем, у тому числі в бібліографічну базу даних OCLC WorldCat (США), індексується пошуковими системами Google Scholar і CrossRef; зареєстрований у світовому каталозі періодичних видань бази даних Ulrich's Periodicals Directory (New Jersey, USA).

Офіційний сайт видання: <http://erec.khpi.edu.ua/>

Засновник
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»

Founder
National Technical University
"Kharkiv Polytechnic Institute"

Редакційна колегія

Головний редактор:

Шевченко С. Ю., д.т.н., проф., НТУ «ХПІ», Україна

Члени редколегії:

Безпрозваних Г. В., д.т.н., проф., НТУ «ХПІ», Україна

Говоров П. П., д.т.н., проф., ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, Україна

Колкун М., д.т.н., проф., Технічний університет у Кошицях, Словаччина

Морва Д., д.т.н., проф., Університет Обуда, Угорщина

Данильченко Д. О., к.т.н., доц., НТУ «ХПІ», Україна

Довгалюк О. М., к.т.н., доц., НТУ «ХПІ», Україна

Лазуренко О. П., к.т.н., доц., НТУ «ХПІ», Україна

Шайда В. П., к.т.н., доц., НТУ «ХПІ», Україна

Шутенко О. В., к.т.н., доц., НТУ «ХПІ», Україна

Відповідальний секретар:

Кулик О. С., НТУ «ХПІ», Україна

Editorial staff

Editor-in-chief

Shevchenko S. Yu., D.Tech.Sc., Prof., NTU "KhPI", Ukraine

Editorial staff members:

Bezprozvannykh G. V., D.Tech.Sc., Prof., NTU "KhPI", Ukraine

Hovorov P. P., D.Tech.Sc., Prof., O.M. Beketov NUUE, Ukraine

Kolcun M., D.Tech.Sc., Prof., Technical University of Košice, Slovakia

Morva G., D.Tech.Sc., Prof., Óbuda University, Hungary

Danylchenko D. O., Cand.Tech.Sc., Docent, NTU "KhPI", Ukraine

Dovgalyuk O. M., Cand.Tech.Sc., Docent, NTU "KhPI", Ukraine

Lazurenko O. P., Cand.Tech.Sc., Docent, NTU "KhPI", Ukraine

Shaيدا V. P., Cand.Tech.Sc., Docent, NTU "KhPI", Ukraine

Shutenko O. V., Cand.Tech.Sc., Docent, NTU "KhPI", Ukraine

Executive secretary:

Kulyk O. S., NTU "KhPI", Ukraine

Рекомендовано до друку Вченою радою НТУ «ХПІ».
Протокол № 10 від 27 грудня 2024 р.

БАКЛИЦЬКИЙ ВЛАДИСЛАВ МИКОЛАЙОВИЧ ✉ – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5210-5563>; e-mail: baklytskyi.vladyslav@gmail.com.

ДОСЛІДЖЕННЯ ПИТАННЯ ПОКРАЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ПРОЦЕСУ ТРАНСФОРМАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

В роботі наведено основні умови функціонування українських електричних мереж, серед яких відзначається: необхідність дотримання вимог євроінтеграції; функціонування в умовах дефіциту генеруючих потужностей та ринкових відносин; зміна характеру електроспоживання; зношеність електромережевого обладнання. Вказані завдання, які спричинені умовами функціонування та потребують вирішення для надійного функціонування електричних мереж та подальшої діяльності України, як члена Європейського співтовариства. До основних завдань, які наводяться в роботі відносяться: покращення надійності електропостачання; потреба в підвищенні рівня інформатизації, автоматизації та енергоефективності. Зазначено, що на шляху до вирішення поставлених завдань виконуються роботи з реконструювання електричних мереж, основою фінансування яких є інвестиційні програми. Висвітлено та проаналізовано питання покращення енергоефективності процесу трансформації електричної енергії за чинних умов функціонування українських електричних мереж. За результатами проведеного аналізу встановлено, що питання покращення енергоефективності процесу трансформації електричної енергії актуальне під час реконструювання електричних мереж. Вказано, що аналіз енергоефективності трансформації електричної енергії може виконуватись на основі техніко-економічної моделі витрат на трансформацію електричної енергії та наведені параметри, які впливають на величину витрат. Зазначено, що об'єднавши параметри, які входять до складу техніко-економічної моделі витрат на трансформацію електричної енергії в окремі складові спостерігається конкуруючий ефект між складовими за умови перегляду потужності силового трансформатора. В роботі звернено увагу на доцільність формування узагальнюючих розрахункових методів для врахування економічної складової під час перегляду номінальної потужності силових трансформаторів.

Ключові слова: втрати; електрична енергія; електричні мережі; енергоефективність; техніко-економічна модель; реконструкція; трансформація.

Постановка проблеми. Функціонування українських електричних мереж (ЕМ) відбувається під дією організаційних заходів реалізованих органами державної влади через необхідність покращення показників надійності, енергоефективності та інформативності.

Основними чинниками, які зумовили потребу в покращенні наведених показників являються:

- значні обсягами руйнування мережевої інфраструктури внаслідок військових дій;
- потреба в дотриманні вимог, які викладені в чинній нормативній документації Європейського союзу (ЄС).

Відповідно до прийнятих державними органами розпорядчих документів в рамках формування організаційних заходів, в ЕМ запроваджуються заходи з реконструювання до складу яких входить перегляд силового обладнання підстанцій. До основного обладнання підстанцій відносяться силові трансформатори, потужність яких, у більшості випадків, прийнята у відповідності до застарілих стратегій розвитку ЕМ. Також, значна частка силових трансформаторів має термін експлуатації, який значно перевищує показник 25 років.

Спираючись на вищенаведене, постає необхідність в дослідженні питання покращення показників енергоефективності процесу трансформації електричної енергії за нинішніх умов експлуатації Українських ЕМ.

Аналіз публікацій. Показники, які характеризують стан ЕМ наводяться в рамках формування планів перспективного розвитку операторами системи розподілу (ОСР) та наводяться за

результатами звітів роботи державних органів, які здійснюють свою діяльність у сфері енергетики [1].

Аналізу стану українських ЕМ присвячена значна кількість публікацій, які висвітлюють основні впливи на мережі, серед яких відзначаються:

- впливи спричинені впровадженням об'єктів розподіленої генерації;
- зміни в структурі споживання електричної енергії; запровадження стимулюючого торфоутворення;
- впливи зношеності електромережевого обладнання [2–3].

Питання оптимізації потужності силових трансформаторів висвітлюється в роботі [4], для формування оптимальної шкали наростання потужності трансформаторів з вищою напругою 6–10 кВ.

В існуючих публікаціях не висвітлюється результати покращення показників енергоефективності процесу трансформації електричної енергії шляхом оптимізації потужності силових трансформаторів в рамках реконструювання ЕМ.

Мета статті. Дослідити умови функціонування Українських електричних мереж відповідно до чинних організаційних заходів та безпосередніх впливів для обґрунтування актуальності питання покращення показників енергоефективності процесу трансформації електричної енергії за чинних умов експлуатації.

Основні умови функціонування українських розподільчих мереж. До основних умов функціонування Українських ЕМ слід віднести:



- необхідність дотримання вимог євроінтеграції;
- функціонування в умовах дефіциту генеруючих потужностей внаслідок військових дій;
- функціонування в умовах ринкових відносин та зміни характеру електроспоживання з врахуванням зношеного електромережевого обладнання.

Функціонування електричних мереж з врахуванням вимог законодавства Європейського Союзу (ЄС). Розвиток українського електроенергетичного сектору відбувається відповідно до настанов ЄС. Це формує вплив на функціонування ЕМ шляхом дотримання вимог директив та регламентів. Одним з останніх рішень в рамках діяльності України, як країни-члена енергетичного співтовариства, було рішення приведення чинного законодавства в енергетичній сфері у відповідність до вимог 4-го енергопакету ЄС [5].

Основними впровадженнями, які мають безпосередній вплив на українські ЕМ та прийняті в рамках дотримання вимог 4-го енергопакету є децентралізація електричних мереж з врахуванням «зеленого» курсу та підвищення рівня енергоефективності [5].

Основою децентралізації ЕМ є впровадження генеруючих установок, які приєднуються до системи розподілу електричної енергії.

Активне впровадження об'єктів розподіленої генерації в Україні бере початок в 2015 році, передумовою цього є ратифікація Паризької кліматичної угоди [3]. Після ратифікації угоди спостерігається стрімкий зріст обсягів генерованої потужності з установок, які використовують відновлювальні джерела енергії [3].

Основними генераційними установками, які активно впроваджуються та використовують відновлювальні джерела енергії (ВДЕ) є вітроелектростанції (ВЕС) і сонячні (СЕС) електростанції, динаміка встановленої потужності яких зростає. Підтвердженням цього є дані ДП «Держстат», які наведені в табл. 1 [6].

Таблиця 1 – Встановлена потужність СЕС та ВЕС

Рік, за який наводяться дані	Встановлена потужність, МВт	
	СЕС	ВЕС
2015	359,1	289,5
2016	457,97	300,4
2017	758,4	328,4
2018	1224,8	389
2019	3555,4	1025
2020	5362,6	1111,2
2021	6365,3	1529

Впровадження об'єктів розподіленої генерації планується виконувати з подальшим нарощенням обсягів генерації з генеруючих установок, які використовують ВДЕ. Урядовці зазначають, що прийнята стратегія впровадження об'єктів розподіленої генерації відповідає нагальним потребам

у відбудові ЕМ, які постраждали внаслідок військової агресії, проте, в рамках відновлення, перевага повинна надаватися установкам, що забезпечують гарантований обсяг електричної енергії за наявності палива. Наведена вимога пов'язана з нестабільною роботою СЕС та ВЕС під час електропостачання через значні відхилення планових та фактичних обсягів генерованої потужності [3].

Відповідно до чинного законодавства, діяльність об'єктів розподіленої генерації виконується за моделями:

- виробник електричної енергії
- споживач електричної енергії;
- виробник електричної енергії
- активний споживач.

Найбільш поширеною моделлю, за якої провадиться діяльність є активний споживач електричної енергії. За даною моделлю генерація електричної енергії здійснюється насамперед для задоволення власних потреб, а надлишки електричної енергії збуваються за механізмом самовиробництва або за «зеленим» тарифом [7].

Відповідно прийнятій концепції переходу до децентралізованої системи електропостачання впровадження об'єктів розподіленої генерації виконується наряду з покращенням інформатизації та автоматизації електричних мереж, що повинно покращити оперативну здатність та прогнозування обсягів генерованої електричної енергії.

В цілому, за результатами застосування об'єктів розподіленої генерації прогнозується:

- зменшення обсягу мережевих обмежень, які викликані дефіцитом генеруючих потужностей;
- покращення рівня технологічних та комерційних втрат в ЕМ;
- покращення показників інформативності та автоматизації.

Покращення показників енергоефективності ЕМ виконується здійсненням стимулювання заснованого на основі оцінки потенціалу енергоефективності. Оцінка потенціалу виконується шляхом розроблення переліку економічно ефективних заходів покликаних покращити показники енергоефективності та шляхом планування їх впровадження. Розроблені заходи є пріоритетними для реалізації фінансування в рамках інвестиційних програм розвитку відповідно до можливості технічної реалізації та економічної доцільності [8].

Одним з прикладів економічно-ефективних заходів є запровадження обладнання з високим коефіцієнтом корисної дії, параметри якого регламентуються вимогами щодо екодизайну. Існуючим показником енергоефективності, який характеризує Українські ЕМ є обсяг технологічних втрат електричної енергії (ТВЕ).

Відповідно до показників наведених в табл. 2 розподільчі електричні мережі (РЕМ) характеризуються значною часткою втрат від загального показника відпущеної електричної енергії в мережу [9].

Таблиця 2 – Технологічні втрати електричної енергії в розподільчих мережах

Рік, за який наводяться дані	Відпуск електроенергії в мережу, млн. кВт·год	ТВЕ в розподільчих електромережах	
		млн. кВт·год	%
2019	141329	16434	11,63
2020	136196	15451	11,34
2021	143991	16247	11,28
2022	104529	13428	12,85
2023	98045	12665	12,92

За результатами оцінки діяльності РЕМ в рамках звіту діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) за 2023 рік більшість ОСР працювали в межах нормованих значень втрат активної потужності. Проте, для ряду ОСР оптимізація рівня технологічних втрат електричної енергії є актуальною [1].

Функціонування електричних мереж в умовах ринкових відносин. Функціонування ЕМ в умовах ринкових відносин потребує значного рівня інформатизації задля обґрунтування цін на розподіл електричної енергії та визначення обсягів коштів на придбання електричної енергії для покривання втрат [10].

Під час діяльності з розподілу електричної енергії постає потреба в врахуванні кон'юнктури ринку електричної енергії та інтересів учасників ринку [10].

Таким чином, виникає необхідність в значному рівні оперативної здатності та забезпеченні високого рівня енергоефективності процесу передачі електричної енергії, який включає і трансформацію електричної енергії.

Функціонування електричних мереж в умовах зміни характеру електроспоживання. Розбудова Українських ЕМ виконувалась відповідно до нормативів та стандартів, які були прийняті за часів Радянського Союзу [4]. Тодішні стратегії розбудови були орієнтовані на створення надійної централізованої енергосистеми та стрімке зростання енергоспоживання в промисловому секторі, що за нинішніх умов не відповідає дійсності.

Для сьогодення є характерним зростання енергоспоживання в побутовому секторі та спад в промисловому, підтвердженням цього є тенденція, яка відслідковується в розрізі обсягів електричної енергії яка постачається побутовим та непобутовим споживачам [11].

Дані електропостачання відповідно до інформації ДП «Держстат» наведено в табл. 3.

Відповідно даних наведених в табл. 3 обсяги постачання електроенергії для непобутових споживачів в період з 2019 по 2021 рік в середньому скоротилися на 8 %, в той час як такий самий показник для побутових споживачів зріс на 10 %.

В умовах зростання показників споживання електроенергії побутовими споживачами (табл. 3) виникає потреба в розбудові ЕМ.

Таблиця 3 – Дані електропостачання побутових та непобутових споживачів

Часовий проміжок	Постачання електроенергії побутовим споживачам, тис. кВт·год	Постачання електроенергії непобутовим споживачам тис. кВт·год
I півріччя 2019	15855105,3	35881230,7
II півріччя 2019	16347585,1	32927552,6
I півріччя 2020	17656228,7	32077236,5
II півріччя 2020	17114236,08	26354915,8
I півріччя 2021	18528206,29	28906041,8

Окрім вищенаведеного, зміна характеру електроспоживання відбувається через поступову децентралізацію мереж та перегляд концепції силового електрообладнання відповідно до поставлених вимог щодо енергоефективності [3].

З вищенаведеного слідує, що функціонування ЕМ в умовах зміни характеру електроспоживання призводить до того, що значна частка існуючого обладнання функціонує без забезпечення оптимальних показників щодо економічності, надійності та інформативності в процесі експлуатації.

Функціонування електричних мереж в умовах зношеного електромережевого обладнання. Значна частка обладнання ЕМ мають термін напрацювання, який виходить за межі нормованого терміну експлуатації.

Відповідно до аналітичних даних НЕК «Укренерго» більша частина повітряних ліній з номінальними напругою 35–110 кВ має термін експлуатації, який перевищує 40 років [12].

Для силових трансформаторів термін експлуатації часто перевищує позначку в 25 років [3].

За таких показників, слід звернути увагу, що експлуатація зношеного електромережевого обладнання приводить до частих аварійних відключень, низького рівня інформатизації, зростання технологічних втрат та витрат на обслуговування.

Вирішення наведеної проблематики. Для вирішення вищенаведених проблем, які виникли за чинних умов функціонування РЕМ, ОСР провадять планову діяльність з реконструкції ЕМ.

За даними звіту НКРЕКП за 2023 рік фінансування енергоефективних заходів в ЕМ складають близько 78 % від загального обсягу коштів, які виділяються згідно інвестиційних програм [1].

За даними АТ «Українські розподільчі мережі» активно відбувається діяльність з оновлення обладнання автоматизації та телемеханіки на високовольтних підстанціях. Стан впровадження новітнього обладнання характеризується показником 63 % від загальної кількості підстанцій [13].

У підсумку, можна стверджувати, що ЕМ знаходяться в перехідному стані, за якого відбувається

реконструювання відповідно до чинних умов експлуатації задля покращення параметрів:

- надійності електропостачання;
- інформатизації;
- автоматизації;
- енергоефективності.

Питання покращення енергоефективності процесу трансформації електричної енергії. Для багатьох підстанцій зміна характеру енергоспоживання та впровадження об'єктів розподіленої генерації призводить до зміни навантажень на силові трансформатори.

Енергоефективність трансформації електричної енергії може характеризуватися вартісними показниками витрат на трансформацію електричної енергії та технологічними втратами, які залежать від величини навантаження на силовий трансформатор [14].

Питання енергоефективності трансформації електричної енергії виникає в процесі перегляду силового обладнання трансформаторних підстанцій в рамках реконструювання ЕМ під час прийняття рішення щодо потужності силового трансформатора та полягає в виборі марки силового трансформатора, за якого показники технологічних втрат та витрат під час трансформації електричної енергії будуть мати найменше значення.

На даний час, вибір потужності силового трансформатора ґрунтується на прийнятті коефіцієнту завантаження при якому силовий трансформатор буде працювати без виходу із ладу та скорочення терміну експлуатації за певних експлуатаційних умов. Наведена умова вибору задовольняє роботу силового трансформатора з технічної точки зору, проте не дозволяє приймати оптимальні рішення з економічної точки зору. Також, така методика вибору потужності силового трансформатора може задовольняти роботу трансформатора з низьким коефіцієнтом завантаження, що за часту зустрічається в ЕМ 110 кВ при нинішніх умовах експлуатації.

Визначення потужності силового трансформатора для мінімізації показників витрат на трансформацію електричної енергії потребує задання початковими параметрами, які впливають на відповідний показник. Задання початкових параметрів можливо виконати на основі техніко-економічної моделі дисконтованих витрат на трансформацію електричної енергії, до складу якої входять технічні і економічні показники, а також техніко-економічні та експлуатаційні параметри [15].

До технічних показників відносяться:

- втрати холостого ходу;
- втрати під навантаженням;

До економічних показників відносяться:

- вартісні показники силових трансформаторів з врахуванням витрат на встановлення;
- коефіцієнт ефективності інвестицій, який приймається за нормою відсоткової ставки Національного банку України з врахуванням темпів інфляції;

• коефіцієнт щорічних відрахувань на амортизацію, ремонт і обслуговування;

До техніко-економічних параметрів відносяться:

• вартісні показники витрат під навантаженням;

• вартісні показники витрат холостого ходу;

До експлуатаційних параметрів відносяться:

• річний час напруження силового трансформатора;

• час максимальних втрат;

• показник максимальної завантаженості силового трансформатора;

Вищевказані експлуатаційні параметри можуть бути знайдені на основі показників графіків навантаження споживаної потужності, яка протікає через силовий трансформатор, за наявності належного рівня інформатизації.

Врахування технічних параметрів може виконуватись відповідно до вимог з експлуатації енергоефективного обладнання.

Економічні та техніко-економічні параметри приймаються відповідно до чинних ринкових умов.

Поєднання наведених параметрів в техніко-економічній моделі дисконтованих витрат можна розділити на складові, які формують конкуруючий ефект та впливають на загальний рівень витрат при перегляді номінальної потужності трансформатора.

Техніко-економічну модель можна представити у вигляді наступних складових:

- витрати на амортизацію ремонт та обслуговування; витрати на втрати холостого ходу;
- витрати на втрати під навантаженням.

Під час аналізу застосовуваної потужності трансформатора складові приймають більше або менше значення, задача оптимізації показників енергоефективності полягає в пошуку комбінації складових за якої витрати на трансформацію електричної енергії та величина втрат будуть мати найменше значення.

За наявності всіх початкових даних підбір потужності силового трансформатора з врахуванням економічної складової за певних експлуатаційних умов може виконуватись на основі методу систематизованого підбору з наміченого ряду обладнання, шляхом порівняння величини витрат на трансформацію електричної енергії, проте в такому разі виникає питання оцінки прийнятого рішення на предмет наявності оптимального варіанту потужності серед наміченого ряду трансформаторів [15]. Окрім наведеного, під час оцінки показників витрат на трансформацію електричної енергії необхідно враховувати можливе коливання параметрів, що призводить до проведення повторних розрахунків в повному обсязі. Таким чином, для врахування економічної складової під час перегляду номінальної потужності силових трансформаторів доцільним є формування узагальнюючих розрахункових методів, які дозволять враховувати діючі експлуатаційні показники силових трансформаторів на підстанціях.

Висновок. В роботі наведено основні умови функціонування Українських ЕМ, які є визначальними для їхнього подальшого розвитку. За наведених умов функціонування ЕМ перед ОСР постає ряд завдань, які потребують вирішення для надійного функціонування ЕМ та подальшої діяльності України, як члена Європейського співтовариства.

За результатами дослідження слідує, що до основних проблем, які потребують вирішення слід віднести:

- необхідність в покращенні надійності електропостачання;
- потребу в підвищенні рівнів інформатизації, автоматизації та енергоефективності.

І як слідує з представлених досліджень, на шляху до вирішення існуючих проблем актуальним є врахування експлуатаційних показників силових трансформаторів на підстанціях під час реконструкції ЕМ. Такий підхід дозволить зменшити витрати та втрати під час трансформації електричної енергії і відповідає нагальній потребі перегляду силового обладнання підстанцій.

Список літератури

1. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. ЗВІТ про результати діяльності НКРЕКП у 2023 році. 2023. 26 с. URL: https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Byuletен_do_richnogo_zvitu/broshura_do_richnogo_zvitu_nkrekp-2023.pdf.
2. Довгалюк О. М., Кравчук Д. Є., Сиромятнікова Т. В. Аналіз особливостей роботи розподільних електричних мереж України. *Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем (EEES-2022)*: збірник наукових праць VI Міжнародної науково-технічної конференції, м. Харків, Україна, 20–23 груд. 2022 р. С. 31–32.
3. Вплив розосередженого генерування на надійність роботи електричних мереж / П. Д. Лежнюк та ін. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ»*. Серія: *Нові рішення в сучасних технологіях*. 2018. № 45(1321). С. 25–31. DOI: <https://doi.org/10.20998/2413-4295.2018.45.04>.
4. Черемісін М. М., Мороз О. М., Черкашина В. В. Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики: підручник. Харків: ТОВ «В справі», 2018. 227 с.
5. Комітет Верховної Ради України з питань енергетики та житлово-комунальних послуг. Рекомендації комітетських слухань на тему: Впровадження Україною Четвертого Енергопакету ЄС «Чиста енергія для усіх європейців». Київ, 2023. URL: <https://kompek.rada.gov.ua/uploads/documents/31110.pdf>.
6. Державна служба статистики України. Встановлена електрична потужність у розрізі генерації (Держстат). 2021. URL: <https://map.ua-energy.org/uk/resources/1cbdf64e-fcc8-47fa-9777-b456014e5497/>.
7. Про схвалення Стратегії розвитку розподіленої генерації на період до 2035 року і затвердження операційного плану заходів з її реалізації у 2024 - 2026 роках: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18.07.2024 № 713-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/713-2024-p#Text>.
8. Про енергетичну ефективність: Закон України від 21.10.2021 № 1818-IX: станом на 15 листоп. 2024 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20#Text>.
9. Державна служба статистики України. 7.1.2. Технологічні витрати електричної енергії в розподільчих електромережах, %. Київ: Державна служба статистики України, 2020. URL https://www.ukrstat.gov.ua/csr_prezent/2020/ukr/st_rozv/metadeta/07/07.htm.
10. Тимчук С. О., Черемісін М. М., Черкашина В. В. Вдосконалення методів достовірності вихідної інформації на прикладах

прогнозних задач в електроенергетиці: монографія. Харків: «Факт», 2020. 192 с.

11. Державна служба статистики України. Ціни на електроенергію для споживачів. Київ: Державна служба статистики України, 2021. URL: https://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2018/energ/ser_cin_el_energ/ser_cin_el_energ_u/arh_sc_elen2018_u.htm.
12. НЕК «Укренерго». Довжина та терміни експлуатації повітряних електроліній у розрізі електроенергетичних систем. 2021. URL: <https://map.ua-energy.org/uk/resources/dbb0c63d-f714-458a-80bf-cc0f97ecb34b/>.
13. Голіздра О. Розбудова Smart Grid - шлях до підвищення стійкості енергосистеми України. *Укрінформ - актуальні новини України та світу*. URL: <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3863598-rozbudova-smart-grid-slah-do-pidvisenna-stijkosti-energosistemi-ukraini.html>.
14. Baklytskyi V., Cherkashyna V. Advisability of optimizing the nominal power scale of 110 kilovolt transformers. *2023 IEEE 4th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, 2–6 October 2023. P. 1–4. DOI: <https://doi.org/10.1109/khpiweek61412.2023.10312971>.
15. Черкашина В. В., Бакицький В. М. Формування і аналіз техніко-економічної моделі трансформації електричної енергії з застосуванням критеріального методу. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ»*. Серія: *Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2022. № 1 (4). С. 73–78. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.04>.

References

1. National Commission for State Regulation of Energy and Public Utilities, “ZVIT pro rezultaty diialnosti NKREKP u 2023 rotsi [NCREPU performance report in 2023]”, 2023. [Online]. Available: https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Byuletен_do_richnogo_zvitu/broshura_do_richnogo_zvitu_nkrekp-2023.pdf (in Ukrainian)
2. O. M. Dovhaliuk, D. Ye. Kravchuk, and T. V. Syromiatnikova, “Analiz osoblyvostei roboty rozpodilnykh elektrichnykh merezh Ukrainy [Analysing the peculiarities of the Ukrainian electricity distribution networks]”, in *Energy efficiency and energy security of electric power systems (EEES-2022)*, Kharkiv, Ukraine, Dec. 20–23, 2022, pp. 31–32. (in Ukrainian)
3. P. Lezhniuk, V. Komar, S. Kravchuk, and I. Kotylko, “Influence of dispersed generation on reliability of electrical networks”, *Bulletin of the National Technical University «KhPI» Series: New Solutions in Modern Technologies*, no. 45(1321), pp. 25–31, Dec. 2018, doi: <https://doi.org/10.20998/2413-4295.2018.45.04> (in Ukrainian)
4. M. M. Cheremisin, O. M. Moroz, and V. V. Cherkashyna, *Ekonomichni rozrakhunky v inzhenernii diialnosti na prykladakh zadach elektroenerhetyky [Economic calculations in engineering activity on the examples of electric power industry problems]*. Kharkiv: TOV «V spravi», 2018. (in Ukrainian)
5. Committee of the Verkhovna Rada of Ukraine on Energy, Housing and Utilities Services, “Rekomendatsii komitetskykh slukhan na temu: Vprovadzhenia Ukrainoiu Chetvertoho Enerhopaketu YeS «Chysta enerhiia dlia usikh yevropeitsiv» [Recommendations of the committee hearings on the topic: Implementation of the EU Fourth Energy Package ‘Clean Energy for All Europeans’ by Ukraine]”, Kyiv, Nov. 2023. [Online]. Available: <https://kompek.rada.gov.ua/uploads/documents/31110.pdf> (in Ukrainian)
6. State Statistics Service of Ukraine, “Installed electricity production capacity by power plant types (Statistics Service)”, Sep. 2021. [Online]. Available: <https://map.ua-energy.org/uk/resources/1cbdf64e-fcc8-47fa-9777-b456014e5497/> (in Ukrainian)
7. Ukraine, Cabinet of Ministers of Ukraine. (2024, Jul. 18). *Order of the Cabinet of Ministers of Ukraine no. 713-r, Pro skhvalessnia Stratehii rozvytku rozpodilenoї heneratsii na period do 2035 roku i zatverdzhennia operatsiinoho planu zakhodiv z yii realizatsii u 2024 - 2026 rokakh [On approval of the Distributed Generation Development Strategy for the period up to 2035 and approval of the operational plan for its implementation in 2024-2026]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/713-2024-p#Text> (in Ukrainian)

8. Ukraine, Verkhovna Rada of Ukraine. (2021, Oct. 21). *Law of Ukraine no. 1818-IX, Pro enerhetychnu efektyvnist [About energy efficiency]*. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20#Text> (in Ukrainian)
9. State Statistics Service of Ukraine, “7.1.2. Tekhnolohichni vytraty elektrychnoi enerhii v rozpodilchykh elektromerezhakh, % [7.1.2. Technological consumption of electricity in distribution grids, %]”, State Statistics Service of Ukraine, Kyiv, 2020. [Online]. Available: https://www.ukrstat.gov.ua/csr_prezent/2020/ukr/st_rozv/metadata/07/07.htm (in Ukrainian)
10. S. O. Tymchuk, M. M. Cheremisin, and V. V. Cherkashyna, *Vdoskonalennia metodiv dostoverizatsii vykhidnoi informatsii na prykladakh prohnoznykh zadach v elektroenerhetytsi [Improvement of methods for verification of initial information on the examples of forecasting tasks in the electric power industry]*. Kharkiv: «Fakt», 2020. (in Ukrainian)
11. State Statistics Service of Ukraine, “Tsiny na elektroenerhiiu dlia spozhyvachiv [Electricity prices for consumers]”, State Statistics Service of Ukraine, Kyiv, Sep. 2021. [Online]. Available: https://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2018/energ/ser_cin_el_energ/ser_cin_el_energ_u/arh_sc_elen2018_u.htm (in Ukrainian)
12. NPC Ukrenergo, “Length and service life of overhead power transmission lines by power systems”, 2021. [Online]. Available: <https://map.ua-energy.org/uk/resources/dbb0c63d-f714-458a-80bf-cc0f97ecb34b/> (in Ukrainian)
13. O. Holizdra. “Rozbudova Smart Grid - shliakh do pidvyshchennia stiikosti enerhosystemy Ukrainy [Smart Grid development is a way to increase the resilience of Ukraine's energy system].” *Ukrinform - Ukrainian National News Agency*. [Online]. Available: <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3863598-rozbudova-smart-grid-slah-do-pidvisenna-stiikosti-energosistemi-ukraini.html> (in Ukrainian)
14. V. Baklytskyi and V. Cherkashyna, “Advisability of optimizing the nominal power scale of 110 kilovolt transformers”, in *2023 IEEE 4th KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, Oct. 2–6, 2023, pp. 1–4, doi: <https://doi.org/10.1109/khpiweek61412.2023.10312971>
15. V. V. Cherkashyna and V. M. Baklytskyi, “Formation and analysis technical-economic model of transformation electricity with applying criterion method”, *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1 (4), pp. 73–78, Jul. 2022. Accessed: Dec. 19, 2024, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.04> (in Ukrainian)

Надійшла (received) 23.10.2024

UDC 621.311

VLADYSLAV BAKLYTSKYI ✉ – PhD Student of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University “Kharkiv Polytechnic Institute”; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5210-5563>; e-mail: baklytskyi.vladyslav@gmail.com.

THE RELEVANCE OF THE ISSUE OF INCREASING THE ENERGY EFFICIENCY OF THE ELECTRICITY CONVERSION PROCESS IN THE CURRENT CONDITIONS OF OPERATION OF THE ELECTRICITY DISTRIBUTION NETWORKS OF UKRAINE

The work sets out the basic conditions for the functioning of Ukrainian electric networks, including: the need to comply with the requirements of European integration; functioning in conditions of a deficit in generating capacity and market relations; changing the nature of electricity consumption; wear and tear of electric network equipment. The tasks that are associated with the conditions for functioning and require solutions for the reliable functioning of electric networks and further activities of Ukraine as a member of the European Union are indicated. The main tasks set out in the work include: improving the reliability of electricity supply; the need to increase the level of informatization, automation and energy efficiency. It is noted that on the way to solving the set tasks, the implementation of work on the reconstruction of electric networks is carried out, the basis for financing which is investment programs. The issue of improving the energy efficiency of the process of transforming electric energy under the current conditions of the functioning of the Ukrainian electric networks is revealed and analyzed. Based on the results of the analysis, it is established that the issue of improving the energy efficiency of the process of transforming electric energy is relevant at the time of reconstructing electric networks. It is indicated that the analysis of the energy efficiency of transforming electric energy can be carried out on the basis of a technical and economic model of the costs of transforming electric energy and the parameters that affect the size of the costs. It is noted that in the case of presenting the parameters included in the technical and economic models of costs for the transformation of electrical energy in the form of separate components, a competing effect is observed between the components. It is noted that the advisability of the formulation of general calculation methods for calculating the economic component during the review of the nominal power of transformers.

Keywords: losses; electricity; distribution networks; energy efficiency; technical and economic model; reconstruction; transformation.

ГРЕЧКО ОЛЕКСАНДР МИХАЙЛОВИЧ ✉ – кандидат технічних наук, доцент кафедри «Електричні апарати», Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7872-8585>; e-mail: a.m.grechko@gmail.com.

ГЕНІАЛЬНИЙ ІНЖЕНЕР І ВІНАХІДНИК ГУГО ШТОТЦ. ДО 100-РІЧЧЯ ВІНАХОДУ АВТОМАТИЧНОГО ВІДМИКАЧА

У статті наведено науково-історичний нарис про основні етапи життя видатного німецького інженера і винахідника, автора винаходу мініатюрного автоматичного відмикача Гуго Штотца. В роботі вперше узагальнено та систематизовано інформацію щодо історичних подій, які стосувались безпосередньо особи Гуго Штотца як винахідника мініатюрного автоматичного відмикача, так власне і подій, які передували, супроводжували та відбувались вже після винаходу революційного електричного апарату, який докорінно змінив життя людини. Розглянуто маловідомі цікаві факти та деталі з життя видатного винахідника, які сприятимуть кращому розумінню історичних подій, що трапились в епоху зародження автоматичних відмикачів у якості апаратів захисту. В статті проаналізована роль особистості Гуго Штотца та його компанії у винаході мініатюрного автоматичного відмикача. Наведений у статті науково-історичний нарис також спрямований на вшанування пам'яті видатного винахідника у галузі електричної інженерії Гуго Штотца. Існуюча на сьогодні на світовому ринку електротехнічного обладнання велика кількість різних модифікацій мініатюрних автоматичних відмикачів від багатьох виробників для різноманітних галузей застосування сконструйована практично за тим самим принципом, що й автоматичний відмикач Гуго Штотца, який був винайдений 100 років тому. В роботі наведено основні історичні етапи розвитку конструкцій мініатюрних автоматичних відмикачів від їх виконання у пробковому корпусі до виробництва у модульному виконанні. В роботі показано, що ринок автоматичних відмикачів є надзвичайно великим, що робить даний електричний апарат невід'ємною складовою частиною електробезпеки в житлових будинках та на промислових підприємствах.

Ключові слова: Гуго Штотц; мініатюрний автоматичний відмикач; запобіжник; розподільний пристрій; коротке замикання; переваження; історія винаходів; відомі винахідники.

«Той, хто не знає минулого, не може зрозуміти сьогодення і не може сформулювати майбутнє».

Гельмут Коль

Вступ. Впровадження електрики у наше повсякденне життя протягом останніх майже двохсот років відзначено багатьма значними історичними подіями, однією з яких безперечно є винахід рівно 100 років тому у 1924 р. мініатюрного автоматичного відмикача (англ. – MCB, Miniature Circuit Breaker). У вільному інформаційному доступі є багато коротких нарисів, присвячених як цій події та людям, так і певним історичним етапам розвитку цих електричних апаратів. Але майже всі вони носять «сухий», так би мовити, декларативний характер без розгляду маловідомих цікавих фактів та деталей. Окрім цього, практично відсутні систематизація та узагальнення інформації, яка стосується як винахідника автоматичного відмикача, так і подій, що передували, супроводжували та трапились вже після цієї важливої історичної події. Таким чином, створення такого науково-історичного нарису є актуальною задачею, яка спрямована також і на вшанування пам'яті видатного винахідника у галузі електричної інженерії.

Отже, **метою статті** є підготовка науково-історичного нарису про видатного німецького інженера і винахідника, автора винаходу автоматичного відмикача Гуго Штотца.

Ранні роки майбутнього винахідника. Гуго Штотц (Hugo Stottz, рис. 1) народився в Німеччині у м. Штутгарт 14 липня 1869 р. в родині власника невеличкого місцевого готелю та корчми Еміля Штотца (Emil Heinrich Stotz) та його дружини Августи Меркт (Auguste Merkt) [1, 2]. Це був час швидкого розвитку в світі різних галузей науки, зокрема і

електротехніки, що супроводжувались багатьма фундаментальними відкриттями, що кардинально змінювали життя. Починається епоха зародження електрифікації Європи і світу. Раннє знайомство Гуго з наочними прикладами електрифікації підживило пристрасть юнака до електротехніки.



Рисунок 1 – Гуго Штотц (14.07.1869 – 03.09.1935)

Саме в ті роки відбувається Міжнародна електрична виставка 1881 р., що проходить протягом трьох місяців у паризькому Палаці промисловості на Єлісейських Полях з 15 серпня по 15 листопада 1881 р. Зокрема, на виставці продемонстровано першу динамо-машину бельгійця З. Грамма (Z. Gramme), німець В. фон Сіменс (W. von Siemens) представив перший електричний трамвай, француз Г. Труве (G. Trouve) – експериментальний електромобіль, його співвітчизник К. Адер (C. Ader) – театрофон, а американець Т. Едісон (T. Edison) презентував запатентовану ним нещодавно

© О. М. Гречко, 2024



Ця робота ліцензується відповідно до **Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)**
Конфлікт інтересів: Автор заявив про відсутність конфлікту

лампу розжарювання з вугільною ниткою, яку жури визнали найефективнішою споміж інших. Все це неабияким чином впливає на розвиток та становлення юного Гуго.

Після закінчення школи у 1884 р. 15-річний Гуго Штотц вступає в рідному Штутгарті на навчання до школи електротехніки при місцевому заводі *Maschinenfabrik Esslingen*, одним з напрямків діяльності якого були питання виробництва технічного обладнання при переході та заміни застарілих джерел світла на нещодавно винайдені лампи розжарювання Т. Едісона. Успішно закінчивши школу електротехніки, Гуго Штотц залишається працювати на заводі вже у якості інженера-електрика – так власне і розпочинається професійна діяльність майбутнього винахідника. Завод *Maschinenfabrik Esslingen* (рис. 2) також у той період займався виробництвом локомотивів, трамваїв, вагонів та іншого рухомого складу та технічного обладнання для залізниць. Саме в цей час Гуго Штотц вперше на практиці стикається з генераторними установками, отримує необхідний досвід і знання та закладає фундамент для своїх майбутніх інновацій та досліджень.

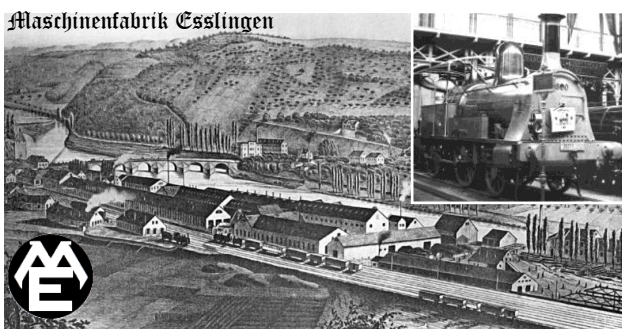


Рисунок 2 – Завод *Maschinenfabrik Esslingen* (Штутгарт, дата заснування 1846 р.) та локомотив їх виробництва 1867 р. випуску

Проявивши неабиякі здібності у вивченні теоретичних основ електротехніки та здобувши необхідні практичні навички на цьому заводі, Гуго Штотц вже у віці 18 років бере участь у встановленні електричних генераторів як у Німеччині, так і поза неї. Так талант молодого Гуго був оцінений ще у юному віці, і йому часто доручались складні завдання та покладалась додаткові обов'язки. Наприклад, у 1887 р. Гуго Штотц був призначений керівником проекту щодо встановлення електрогенераторних установок в Італії у м. Венеція – і це у віці 18 років, у віці наших сучасних випускників шкіл! Ці генераторні установки за допомогою невеликої електростанції мали постачати електрику до цілого кварталу будинків Венеції. Такі приклади, безперечно, говорять про неабиякий талант та, звичайно, про неймовірну працездатність та ціліспрямованість ще зовсім юного Гуго Штотца.

Перші кроки самостійної роботи у власній компанії. Отже, все начебто у юного Гуго Штотца складається добре, але в цей час у родині трапляється трагедія – у 1889 р. помирає його батько Еміль Штотц, і юнак разом із матір'ю переїжджають до м. Мангейм, неподалік від м. Гайдельберг, що знаходиться у

приблизно 100 км від Штутгарта. Саме з Мангеймом, з цим «містом квадратів», пов'язана вся наступна діяльність і життя Гуго Штотца. І варто зазначити, що місто, безперечно, якомога краще підходило йому і спонукало його для майбутньої інженерної і винахідницької діяльності. Адже саме у Мангеймі у 1817 р. Карл Дрез (K. Drais) побудував першу дрезину, у 1880 р. на виставці В. фон Сіменс (W. von Siemens) представив перший електричний ліфт, а у 1886 р. міськими вулицями Мангейма проїхав перший автомобіль Карла Бенца (C. Benz).

Як представник заводу *Maschinenfabrik Esslingen*, у 1891 р. 22-річний Гуго Штотц разом зі своїм бізнес-партнером *Moyé* (на жаль не вдалось встановити ані імені, ані фактів з біографії цієї людини) засновують власну компанію (скоріше, філіал-представництво заводу) під назвою «*Moyé und Stotz, Gürtlerei und Posamente, Vertretung der Maschinenfabrik Esslingen*», яка розташовується у центрі міста за адресою *Mannheim, Quadrat P 6, 20*. У своїй діяльності компанія орієнтувалась переважно на приватний сектор, а саме: займалась переобладнанням газових та гасових ламп для їх роботи на електриці; будувала перші станції для постачання електрики до окремих житлових будинків та комерційних підприємств (але, оскільки в Мангеймі до 1899 р. не було своєї електростанції, то електроенергія вироблялася «на місці» за допомогою або ж невеликих газових двигунів, або ж для приведення в дію динамо-машин використовувались, наприклад, парові локомотиви Г. Ланца (H. Lanz), чий завод, до речі, також розташовувався у Мангеймі). Також, як власне виходить з назви, компанія Штотца займалась й іншою діяльністю, наприклад, виготовлення невеликих литих деталей, навіть пряжок для ременів, відливок для застосування при монтажі обладнання тощо. Компанії та приватні будинки, які були успішно переведені на електрику, потребували встановлення додаткового обладнання та проведення монтажних робіт. Як бачимо, бізнес молоді компанії активно і стабільно розвивався, завдячуючи зростаючому попиту на електроустановки.

Цікавим історичним фактом є те, що рік заснування Гуго Штотцем власної компанії (1891 р.) співпав із роком заснування іншої компанії, яка нерозривно пов'язана як з науковою, інженерною та комерційною діяльністю Гуго, так і загалом із усім його майбутнім життям. Це швейцарська компанія *Brown, Boveri & Cie.* (BBC, де *Cie* означає *Company*), яка була заснована у м. Баден двома партнерами – Ч. Брауном (Ch. Brown) та В. Бовері (W. Boveri). У 1988 р. шляхом об'єднання *Brown, Boveri & Cie.* із шведською компанією *ASEA* (швед. *Allmänna Svenska Elektriska Aktiebolaget*, можна перекласти як «Загальна шведська електрична акціонерна компанія») утворюється чи не найпотужніша транснаціональна корпорація у галузі виробництва електротехнічного обладнання – *ABB* (*ASEA Brown Boveri*), чії представництва знаходяться у більш ніж 100 країнах світу і чия успішна діяльність триває вже більш ніж 130 років. Одним із підрозділів *ABB*, яке спеціалізується саме на виробництві електричних апаратів, є компанія «*ABB Stotz-Kontakt*»,

що знаходиться у м. Гайдельберг, зовсім поруч із м. Мангейм. Але про компанію Brown, Boveri & Cie., яку можна вважати попередником ABB, і ту роль, яку вона відіграла у житті Гуго Штотца – далі у статті.

У 1891 р. Гуго Штотц вступив до Асоціації німецьких інженерів (VDI, Verein Deutscher Ingenieure) та до Мангеймської окружної асоціації VDI цієї організації.

У 1896 р. з невстановлених автором статті причин бізнес-партнер Штотца Моуе виходить зі спільної діяльності, але це не зупиняє Гуго – він створює тепер вже стовідсотково власну компанію під назвою «Stotz & Cie. Elektrizitäts Gesellschaft m.b.H.». Подальша прогресуюча електрифікація домогосподарств і підприємств та сталий зростаючий попит на електроустановки призводить до розвитку та розширення бізнесу і у 1901 р. Гуго Штотц переносить свою компанію у більше приміщення, яке слугує йому і як комерційна будівля, і як окреме житлове помешкання, за новою адресою Mannheim, Quadrat O4, 8-9 (рис. 3). На новому місці Гуго Штотц відкриває не лише магазин, а й розміщує механічну майстерню, лабораторію і навіть кузню. Гуго у своїй компанії є і проектувальником, і виробником, і монтажником електроприладів і обладнання в одній особі.



Рисунок 3 – Hugo Stotz та приміщення нової компанії «Stotz & Cie. Elektrizitäts Gesellschaft m.b.H.»

Невпинне прагнення Гуго Штотца до розвитку та інновацій яскраво проявилось у тому, що він спочатку проектує схему, а потім і виготовляє та встановлює на даху над своїм новим приміщенням абсолютно унікальну на той час світлову вивіску зі спалахуючими одна за одною лампочками, що запалюють його ім'я STOTZ (їх прозвали «ходячі літери») – вважається, що це перша неоновна вивіска такого типу в Німеччині.

Бізнес Гуго Штотца в цей період продовжує активно розвиватись та розширюватись. До 1912 р. у компанії створюються відділення та філії у 9 регіонах Німеччини з центрами у містах Фрайбург, Карлсруе, Гайдельберг, Штутгарт, Вормс, Кайзерслаутерн,

Пірмазенс, Віслох та Шлеттштадт, а штат компанії збільшується до 300 працівників.

В особистому житті у Гуго Штотца також відбуваються зміни – у 1903 р. він одружується із Франціскою Хельд (Franziska Held, 1869-1937), сестрою мангеймського гонщика Фрітца Хельда (Fritz Held), який, в свою чергу, був другом відомого інженера автомобілей К. Бенца (C. Benz) (рис. 4).



Рисунок 4 – Гуго Штотц зі своєю родиною та друзями

Наприкінці XIX ст. – на початку XX ст. в Мангеймі вже відома нам компанія Brown, Boveri & Cie. буде електростанцією, і в місто та його околиці поступово починає постачатись електроенергія. Отже, розвивається і компанія Гуго Штотца, яка займається продажем та монтажем електроустановок, встановленням в приватних будинках та на підприємствах електрообладнання, розробкою та виробництвом дрібних деталей, таких як лампи, вимикачі, розетки та запобіжники. Саме так – в ті часи для захисту електричних кіл від перевантаження та короткого замикання використовувались топкі запобіжники із одноразовим принципом дії, плавку вставку яких після кожного спрацьовування потрібно було замінювати вручну. Конструкції запобіжників того часу [3] за авторством, наприклад, англійців В.М. Морді (W.M. Mordey) та Дж.В. Свана (J.W. Swan), а також американця Т. Едісона (T. Edison) були вже добре відомі та відносно розповсюджені в Європі. А ось автоматичних відмикачів у сучасному розумінні цього поняття, із багаторазовим принципом дії, на той час ще просто не існувало.

Компанія Гуго Штотца бере участь у електрифікації невеличких міст та селищ. Наприклад, місцеві електричні системи в м. Ільвесгайм (Ilvesheim) та в м. Оденвальді (Odenwald) неподалік від Мангейму були побудовані саме компанією Гуго Штотца [4, 5].

Продаж компанії Гуго Штотца до Brown Boveri & Cie. Зростання, розширення та розвиток компанії Штотца відбувається перш за все за рахунок інсталяційного напрямку її діяльності. Приміщення будівлі компанії стає вже замалим і у 1912 р. Гуго приймає рішення продати частку свого бізнесу, а саме її інсталяційну складову, все тій же швейцарській компанії Brown, Boveri & Cie. Ще одною причиною такого рішення було бажання Гуго Штотца присвятити себе та зосередитися на головній своїй пристрасті – на

конструкторській, винахідницькій та виробничій діяльності в області інноваційної електротехнічної продукції, електричних приладів та побутової техніки.

Фінансова вигода від успішного продажу частки бізнесу дозволяє Гуго Штотцу заснувати у 1913 р. нову власну компанію «Stotz & Cie. – Fabrik elektrischer Spezialapparate» та побудувати в околицях Мангейму – у Мангейм-Неккарау (рис. 5) – великий завод для виробництва своїх електричних приладів із комерційними будівлями та майстернями. Продукція заводу охоплює повний спектр необхідних компонентів для електричних установок як для приватних домогосподарств, так і для підприємств, а також і для військової промисловості [6, 7].



Рисунок 5 – Завод «Stotz & Cie. – Fabrik elektrischer Spezialapparate» у Мангейм-Неккарау

Однак, на превеликий жаль, новий завод ледве розпочав роботу, як 28 липня 1914 р. починається Перша світова війна, яка привела молоду компанію до серйозних економічних труднощів. Внаслідок економічних потрясінь, що супроводжували Першу світову війну, та важкого фінансового стану компанії у післявоєнний період, Гуго Штотц у 1918 р. вимушений тепер вже вдруге і остаточно продати свій бізнес – на цей раз виробничий – все тій же компанії Brown, Boveri & Cie.

Але при цьому за умовами угоди продажу Гуго Штотц залишається на посаді керуючого директора нової створеної компанії «Stotz G.m.b.H. Abt. der Brown, Boveri & Cie Aktiengesellschaft, Mannheim-Neckarau», яка тепер є дочірньою компанією Brown, Boveri & Cie., на якій Гуго успішно працює до моменту виходу на пенсію у 1929 р.

Винахід автоматичного відмикача. Електричний апарат, який змінив світ. Завдяки продажу свого бізнесу у Гуго Штотца, якому на той час виповнилось 50 років (рис. 6), з'являється можливість приділити більше свого часу, енергії та креативності інженерним розробкам тепер вже у структурі дочірньої компанії Brown, Boveri & Cie.

У період після Першої світової війни все більше і більше електропобутових приладів, таких як праски, пилососи, холодильники, тостери, кавоварки, нагрівачі та електроплитки починає з'являтися у домогосподарствах. У результаті збільшення навантаження все більш поширеними стають випадки перевантажень мережі та коротких замикань, що часто призводить до виникнення пожеж у будинках, електричні

кола яких захищались за допомогою топких запобіжників.

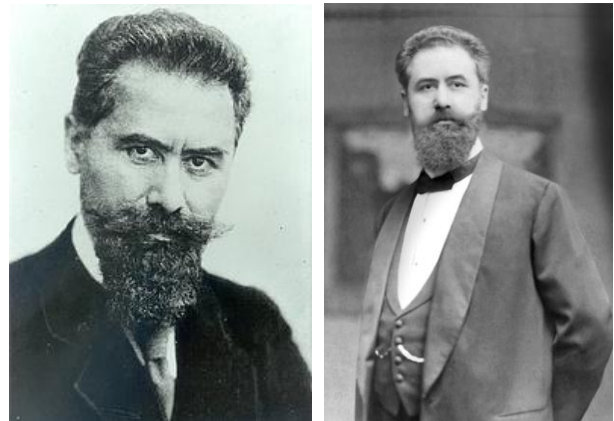


Рисунок 6 – Hugo Stotz у післявоєнний час

На зміну згадуваним раніше запобіжникам авторства відомих винахідників у 1904–1907 рр. приходять запобіжники виробництва німецької компанії Siemens-Schuckertwerke [8], конструкції яких були побудовані за принципом розділення на дві основні частини (стаціонарну основу та змінну вставку, що відома як система DIAZED), та їх з'єднання за допомогою різьблення Едісона E27 [3].

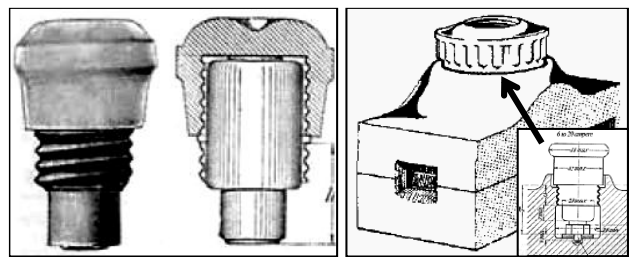


Рисунок 7 – Запобіжники Siemens-Schuckertwerke: 1904 р. (ліворуч) та 1907 р. (праворуч) із системою DIAZED

За короткий проміжок часу ці запобіжники набули неабиякої популярності та почали масово встановлюватися для захисту електричних кіл від надструмів. Але чому ж тоді все одно непоодинокими у ті часи були пожежі навіть у помешканнях, чия електропроводка захищена запобіжником? Справа в тому, що основним недоліком запобіжника є те, що він є одноразовим, і у випадку його спрацьовування, тобто перегорання його топкої вставки, необхідно замінити її на нову. Це було дуже незручно і непрактично. До того ж часто запасної вставки як навмисне не було під рукою, і для її заміни та, відповідно, для найскорішого поновлення електричного струму у квартирі або іншому приміщенні, використовувались як шматки звичайного проводу різного діаметру та матеріалу, так і найрізноманітніші металеві предмети, наприклад цвяхів. Звісно, що такий «запобіжник» був вже вічним і ніколи не перегорав, на відміну від електропроводки, яку він мав захищати. Тож нагальною потребою була розробка нової конструкції запобіжника, яка б, по-перше, забезпечувала можливість багаторазового використання без необхідності заміни топкої вставки після спрацьовування запобіжника, по-друге,

гарантувала надійний захист від протікання надструмів і, по-третє, підходила для встановлення у вже існуючі розподільні пристрої із різьбленням Едісона. Остання вимога була вкрай актуальною – Гуго Штотц розумів, що переконати споживачів перейти на нові конструкції запобіжників, які також додатково вимагатимуть заміни у помешканні ще й самого розподільного пристрою, буде надзвичайно складною задачею. Тож нова конструкція мала бути універсальною, спроектованою у традиційному корпусі пробкової форми із різьбленням Е27, яка б точно підходила до вже встановлених розподільних пристроїв.

Першою розробкою Гуго Штотца та його команди була конструкція так званого револьверного запобіжника (рис. 8), що був спроектований у традиційному корпусі пробкової форми та складався з дев'яти окремих топкових вставок, розміщених у поворотній камері. Після перегорання однієї вставки механізм запобіжника повертався та в електричне коло вставлялась нова вставка. Широкого поширення така розробка не мала, оскільки наявність додаткових рухомих частин у поворотному механізмі знижувала надійність апарату, та й назвати такий виріб приладом багаторазового використання можна було лише умовно. Треба було винайти інше рішення.

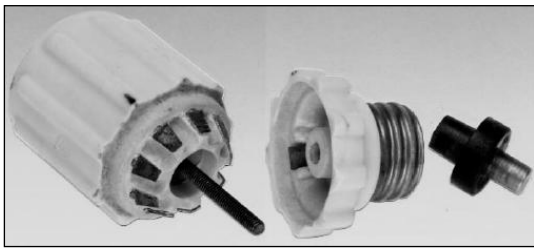


Рисунок 8 – Револьверний запобіжник

Для Гуго Штотца це стало справжнім викликом. Разом з головним конструктором своєї компанії Генріхом Шахтнером (Heinrich Schachtner), уродженцем м. Шветцинген, що розташоване у 15 км від м. Мангейм, Гуго починає роботу над створенням принципово нового, можна сказати революційного, апарату – «постійного» запобіжника, який би захищав електричне коло, при цьому не руйнуючись. За деякими джерелами [2, 4, 6, 7], Генріх Шахтнер відіграв одну з ключових ролей у розробці нового пристрою. Гуго і Генріх були товаришами ще з 1904 р., коли останній у якості учня приєднався у Мангеймі до компанії «Stotz & Cie. Elektrizitäts Gesellschaft m.b.H.» (рис. 9). У 1921 р. Генріх Шахтнер очолив конструкторське бюро компанії Гуго Штотца. Вони разом часто протягом багатьох годин працюють над ескізами та кресленнями майбутнього винаходу. Тут варто відзначити особисті якості Гуго Штотца, який твердо вірив у командну роботу, у те, що вона обов'язково приведе до успіху. Він завжди ставився з повагою до своїх колег та підлеглих – і його співробітники цінували таке відношення; те, що вони можуть розмовляти з Гуго Штотцем не як з начальником, директором та керівником, а, перш за

все, як з колегою. Відомим фактом [2] є те, що навіть у власній компанії Гуго Штотц завжди стукав перш ніж увійти до конструкторського відділу. Таке людяне ставлення значною мірою стало запорукою успіху його винаходів.

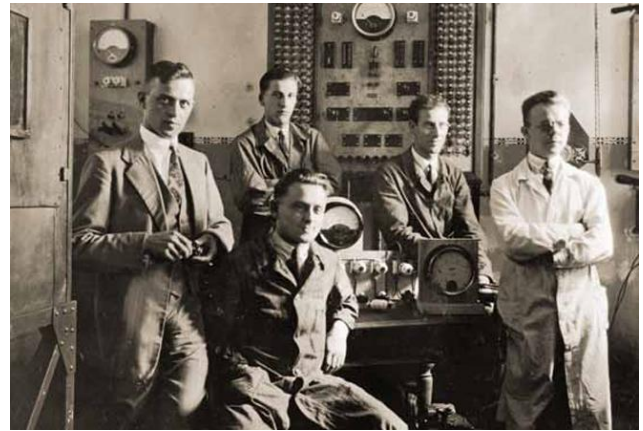


Рисунок 9 – Фото співробітників компанії Штотца (крайній ліворуч – Генріх Шахтнер)

Нарешті після більш ніж двох років кропіткої виснажливої роботи із безліччю досліджень та складних випробувань до команди Гуго Штотца прийшов довгоочікуваний успіх – у 1923 р. розроблено перший в світі зразок автоматичного відмикача, який забезпечував багаторазовий захист електричного кола від перевантаження і короткого замикання без необхідності заміни складових частин, та підходив до встановлення у вже існуючі розподільні пристрої, оскільки був виконаний у традиційному порцеляновому корпусі пробкової форми із різьбленням Едісона. Але ключова ідея нового апарату кардинально відрізнялась від звичайних запобіжників і полягала у наступному.

Г. Штотц і Г. Шахтнер у своїй розробці замінили традиційну топку вставки із тонкою проволочкою, яка слугувала топким елементом і перегорала у разі спрацьовування запобіжника, на комбінацію двох елементів, що зараз відомі, як розчіплювачі – на біметалеву пластину та на соленоїдну котушку. Ця геніальна ідея у поєднанні в одному пристрої двох систем захисту була справжньою історичною віхою у розвитку електротехніки. Кожен з двох головних захисних елементів апарату відповідав за відключення електричного кола у разі протікання в ньому відповідного аварійного надструму. Соленоїдна котушка і біметалева пластина, як і сам апарат загалом, були підключені в електричному колі послідовно із навантаженням, яке потрібно було захищати від аварії. Електричний струм одночасно протікав і через соленоїдну котушку, і через біметалеву пластину (точніше, через нагрівальний елемент, який розташовувався біля біметалевої пластини, тобто був використаний непрямий нагрів). У разі виникнення в колі короткого замикання струм різко збільшувався, і котушка соленоїду створювала сильне магнітне поле, яке взаємодіяло із осердям соленоїду, приводячи його у рух. Таким чином, рухоме осердя впливало на контакти відмикача, які розмикались та практично

миттєво відключали коло – увесь процес від початку короткого замикання до відключення кола тривав всього декілька мілісекунд. У разі ж виникнення перевантаження, наприклад, при одночасному підключенні багатьох електро побутових приладів, що доволі часто траплялось у ті часи, струм, що протікав в колі, був вже відносно не такий великий у порівнянні зі струмом короткого замикання. У такому випадку спрацьовувала вже біметалева пластина, яка під впливом протікаючого по нагрівальному елементу струму поступово нагрівалась, вигиналась та розмикала контакти відмикача, викликаючи його спрацьовування та відключення кола. Після встановлення причин аварійної ситуації та усунення несправностей вже не потрібно було замінювати ніякі топкі вставки і запобіжники – достатньо було повторно увімкнути відмикач, просто натиснувши пальцем кнопку на корпусі, і струм у колі знов починав протікати.

Таким чином, розроблений автоматичний відмикач за рахунок спільного використання соленоїдної котушки і біметалевої пластини одночасно захищав і від коротких замикань, і від перевантажень, при цьому забезпечував багаторазове використання без необхідності заміни складових частин та був пристосований для встановлення у вже існуючі розподільні пристрої із різьбленням Едісона.

Це була справжня революція у захисті електричних кіл та довгоочікуваний і заслужений успіх усієї команди інженерів і конструкторів на чолі із Гуго Штотцем.

Новий електричний апарат із назвою Elektromagnetischen Überstromschalter (можна перекласти як електромагнітний відмикач надструмів) був запатентований у Німецькій Імперії 9 листопада 1924 р., датою оголошення про видачу патенту є 22 березня 1928 р., а імператорський патент з №458392 було видано 11 квітня 1928 р. (рис. 10).

Цікавим фактом є те, що, як бачимо з документу на рис. 10, патент був виданий безпосередньо компанії «Stotz G.m.b.H. Abt. der Brown, Boveri & Cie Aktiengesellschaft, Mannheim-Neckarau», без зазначення прізвища винахідника. Також цікавим і маловідомим фактом є те, що ім'я головного конструктора Г. Шахтнера вже було вказано у патенті США «Automatic electric-circuit breaker» за номером № 1629640, який був виданий 24 травня 1927 року [9]. В цьому патенті на дещо модифіковану конструкцію апарату детально описується принцип роботи і основні складові елементи розглянутого автоматичного відмикача Гуго Штотца, зображеного на рис. 10, який був обраний у якості прототипу. Оскільки патент [9] є у відкритому доступі, то наводити у даній статті детальний опис елементів і покроковий принцип роботи відмикача є зайвим.

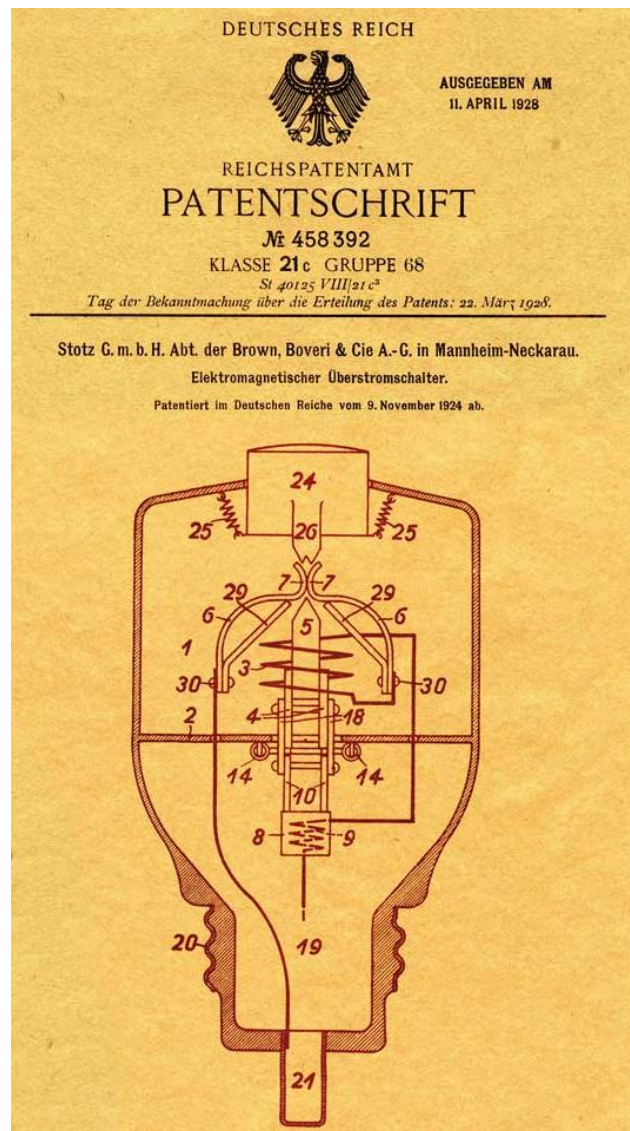


Рисунок 10 – Патент Німецької Імперії №458392

Революційний автоматичний відмикач отримувє власну назву і торгову марку – «Stotz-Automat» (рис. 11), і у 1928 р. розпочинається його ручне серійне виробництво на заводі у м. Мангейм-Неккарау.



Рисунок 11 – Перший у світі автоматичний відмикач «Stotz-Automat» (1928 р.)

Перший у світі автоматичний відмикач «Stotz-Automat» мав приголомшливий успіх на ринку, оскільки його достатньо було просто вкрутити замість існуючих топких запобіжників – не потрібно було робити жодних додаткових змін в розподільному пристрої. Також, у порівнянні із традиційними запобіжниками, новий відмикач після спрацювання було просто і легко знову увімкнути, без необхідності заміни одноразових топких вставок. Практично без будь-яких змін відмикач «Stotz-Automat» вироблявся з 1928 р. (рис. 12) до 50-х років XX століття, а у дещо модифікованій конструкції він виробляється і в наш час (рис. 13)!



Рисунок 12 – Модифікації відмикачів «Stotz-Automat» у музеї заводу ABB Stotz-Kontakt (м. Гайдельберг)



Рисунок 13 – Запобіжник автоматичний ПАР-10А (ліворуч) та основа запобіжника E27G-25/380.УЗ (праворуч) виробництва українського підприємства ПОГ «Білоцерківське УВП УТОС»

Останній етап життя Гуго Штотца. Вшанування пам'яті. В 1929 р. у віці 60 років Гуго Штотц виходить на пенсію (рис. 14), але продовжує ділитися своїми глибокими знаннями та набутим досвідом із колегами, зокрема в технічних питаннях та при впровадженні нових розробок, і таким чином робить свій внесок у подальший розвиток компанії, штат якої на той час становив біля 500 робітників.

Наприкінці 20-х років XX ст. в Німеччині існує декілька компаній, які також займаються розробкою електротехнічного обладнання. І у 1930 р. компанія «Stotz G.m.b.H. Abt. der Brown, Boveri & Cie Aktiengesellschaft, Mannheim-Neckarau» об'єднується із двома такими – франкфуртською компанією «Kontakt AG» та нюрнберзькою компанією «Leyhausen & Co.». Шляхом такого об'єднання створюється нова компанія з відомою багатьом фахівцям в галузі електричних апаратів назвою «Stotz-Kontakt GmbH», яка продовжує бути дочірньою компанією Brown, Boveri & Cie.

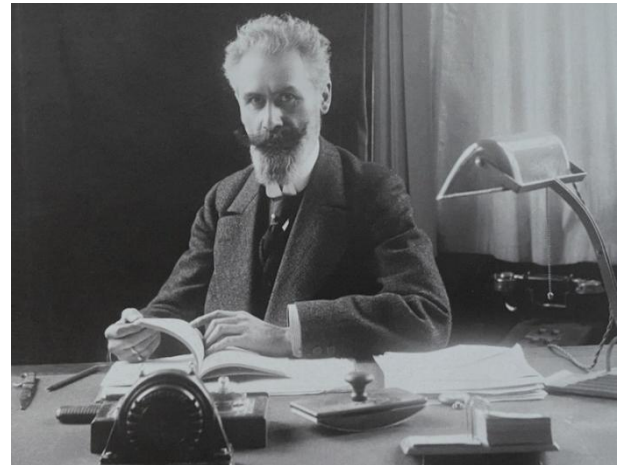


Рисунок 14 – Гуго Штотц на робочому місці

Нова компанія «Stotz-Kontakt GmbH» продовжує успішно випускати та впроваджувати відмикачі «Stotz-Automat», активно рекламуючи нову розробку як серед населення, так і поміж представників підприємств. У відомих рекламних проспектах того часу (рис. 15, 16) акцентується увага на багатьох перевагах нового відмикача «Stotz-Automat» у порівнянні з традиційними запобіжниками, а саме на тому, що відмикач був одноразовою фінансовою тратою, оскільки зникала необхідність у постійних покупках змінних топких вставок для запобіжників, збільшувалась зручність експлуатації, оскільки відмикач легко вмикався після спрацювання, і головне – відмикач надійно захищав як від перевантаження, так і від короткого замикання та підходив до вже існуючих розподільних пристроїв.



Рисунок 15 – Реклама відмикача «Stotz-Automat». Переклад змісту плакату ліворуч – «Stotz-Automat» виготовляється у вигляді пробки. Вставляється в кожен запобіжник і автоматично вимикається в разі короткого замикання або перевантаження. Зміст плакату праворуч – «Stotz-Automat» кращий і економічніший за запобіжники. Миттєве відключення у разі короткого замикання, своєчасне вимкнення у разі перевантаження. Вмикається кнопкою. Доступний скрізь

Також у 1928 р. розпочався випуск автоматичних відмикачів моделі S11, які виготовлялись не у корпусі пробкової форми, а у більш схожих на сьогоденні захисних оболонках (рис. 17).



Рисунок 16 – Реклама відмикача «Stotz-Automat». Переклад змісту плакату – Швидше, швидше, дорогий друже (двигун)! Не бійтеся перенапруги! «Stotz-Automat» запобігають займанню обмотки двигуна у разі короткого замикання або перевантаження!



Рисунок 17 – Перші автоматичні відмикачі моделі S11, що були виготовлені не у пробковому, а у більш звичному для нас корпусі, на номінальний струм 6 А (ліворуч) та на 10 А (праворуч) виробництва «Stotz-Kontakt GmbH», виготовлені у 30-ті роки ХХ ст. на заводі у м. Мангейм-Неккарау

Цей апарат також був популярним та користувався попитом, про що свідчить той факт, що він виготовлявся понад 20 років – аж до 50-х років ХХ ст. Відомо [2, 4, 6], що до кінця ХХ ст. компанія «Stotz-Kontakt GmbH» (з 1988 р. її наступниця – компанія «ABB Stotz-Kontakt», яка базується у м. Гайдельберг) виготовила по всьому світу понад 500 мільйонів автоматичних відмикачів, що були спроектовані із використанням фундаментальної запатентованої конструкції Гуго Штотца. Щорічно виготовляючи близько 42 мільйонів автоматичних відмикачів, що становить приблизно 13 апаратів кожні 10 секунд при безперевному виробництві, компанія «ABB Stotz-Kontakt» у 2015 р. відсвяткувала випуск вже мільярдного автоматичного відмикача!

Прогрес початкової революційної розробки Гуго Штотца мав продовження із використанням нових матеріалів та подальшого вдосконалення конструкції відмикача. Так згодом були розроблені автоматичні відмикачі з певними видами захисної характеристики для роботи з електричними двигунами з високими пусковими струмами. Це відкрило нові можливості вже для застосування у промисловості, де автоматичні відмикачі продовжують успішно працювати і по теперішній час.

Але це все вже відбувалось після того, як 3 вересня 1935 р. у віці 66 років не стало Гуго Штотца. Останній свій притулок він знайшов на головному цвинтарі м. Мангейма (рис. 18), де два роки потому була похована і кохана дружина Франціска.



Рисунок 18 – Могила Гуго Штотца і його дружини на міському цвинтарі м. Мангейма

Однак, незважаючи на величезну втрату, пристрасть Гуго Штотца до впровадження інновацій, пошуку нових рішень та інженерної досконалості продовжує жити в компанії «Stotz-Kontakt GmbH».

Ніколи не зупиняючись, постійно розвиваючи і вдосконалюючи власну електротехнічну продукцію, інженери компанії «Stotz-Kontakt GmbH» у 1957 р. створюють автоматичний відмикач моделі S201 (така модель у сучасному модульному виконанні продовжує випускатись і досі!), а вже у 1961 р. випускають перший в світі модульний автоматичний відмикач моделі S161 (рис. 19), тим самим започаткувавши модульну технологію складання електрощитового обладнання, яка використовується і зараз.

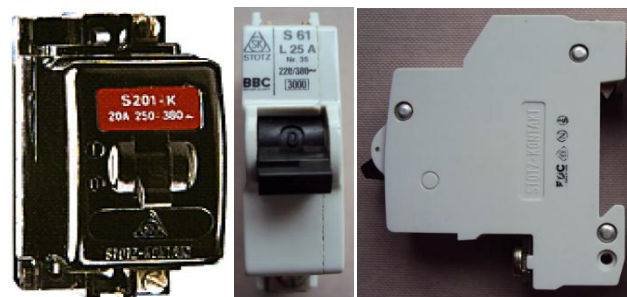


Рисунок 19 – Автоматичні відмикачі S201-K4 (1957 р.в., ліворуч) та S161 у модульному виконанні (1961 р.в., праворуч)

З огляду на те, що за статистикою [10] майже чверть усіх пожеж трапляється в житлових будинках, автоматичні відмикачі не лише докорінно змінили

спосіб життя людини, забезпечивши приватні оселі високим рівнем електробезпеки, але й надали його також і усім галузям людського існування – від підприємств до залізничної інфраструктури, від комерційних будівель до центрів обробки даних тощо.

Від всіх вдячних людей на знак великої пошани у м. Мангейм, який став рідним для Гуго Штотца, встановлено на його честь пам'ятні знаки. На рис. 20 наведено фото пам'ятної таблички на будівлі, у якій у 1891 р. Гуго відкрив магазин електротоварів.



Рисунок 20 – Пам'ятна табличка, зміст якої можна перекласти як: у 1891 р. Гуго Штотц, інженер та винахідник багатьох електроприладів, відкрив тут магазин електротоварів. Він став всесвітньо відомим завдяки відмикачу Stotz

На рис. 21 показано фото бронзової плити на честь Гуго Штотца, яка розміщена на алеї перед Мангаймський палацом в рамках проекту «Kurpfälzer Meile der Innovationen» («Міля інновація регіону Kurpfälzer») на честь видатних винахідників з даної місцевості.

В цьому році виповнюється 100 років з моменту винаходу мініатюрного автоматичного відмикача Гуго Штотца. З того далекого 1924 р. і дотепер вже більш ніж мільярд відмикачів Штотца відправились по всьому світу, захищаючи людей від нещасних випадків, а їх оселі від коротких замикань та пожеж.

Незважаючи на використання сучасних матеріалів, технологій і обладнання, а також на великі інформаційні та цифрові можливості, завдяки яким вдалось значною мірою удосконалити конструкцію автоматичних відмикачів, отримати різноманітні захисні характеристики та покращити захист від протікання надструмів, все ж таки базові принципи побудови конструкції відмикача були закладені саме у перших розробках Гуго Штотца, і зараз вони продовжують залишатись невід'ємною складовою частиною вже у сучасній технології виробництва автоматичних відмикачів.



Рисунок 21 – Бронзова плита, зміст якої можна перекласти як: у своїй невеликій компанії в м. Мангейм інженер-електрик Гуго Штотц та його співробітник Генріх Шахтнер розробили перший автоматичний відмикач, який міг захистити електричні кабелі від коротких замикань та перевантажень. Пристрій з'явився на ринку в 1924 р. і досі знаходиться в кожній електричній шафі керування

Висновки. В статті наведено науково-історичний нарис про видатного німецького інженера і винахідника, автора винаходу автоматичного відмикача Гуго Штотца.

Вперше узагальнено та систематизовано інформацію щодо історичних подій, які стосувались безпосередньо особи Гуго Штотца як винахідника автоматичного відмикача, так власне і подій, які передували, супроводжували та відбувались вже після винаходу революційного електричного апарату, що докорінно змінив життя людини.

Розглянуто маловідомі цікаві факти та деталі з життя видатного винахідника, які сприятимуть кращому розумінню історичних подій, що трапились в епоху зародження автоматичних відмикачів у якості апаратів захисту.

Наведений науково-історичний нарис також спрямований на вшанування пам'яті видатного винахідника у галузі електричної інженерії Гуго Штотца. Адже сьогодні існує велика кількість різних типів автоматичних відмикачів від багатьох виробників для різноманітних галузей застосування. Але практично всі вони працюють за тим самим принципом, що й автоматичний відмикач Гуго Штотца. Цей електричний апарат був, є і буде невід'ємною складовою частиною електробезпеки в наших будинках та на промислових підприємствах.

І все це завдячуючи винаходу геніального інженера і винахідника Гуго Штотца та його команди!

Список літератури

1. Wendenburg M. Mit digitaler Produktentwicklung mehr als doppelt so schnell: Pro/ENGINEER im Einsatz bei ABB Stotz-Kontakt. *Zeitschrift Für Wirtschaftlichen Fabrikbetrieb*. 2004. Vol. 99, no. 6. P. 335-338. DOI: <https://doi.org/10.3139/104.100788>. (німецькою)

2. 1924 Circuit breaker. Hugo Stotz (14.07.1869 – 03.11.1935). *Kurpfälzer Mile of Innovations*. URL: <https://www.meile-der-innovationen.de/en/innovationen/1924-sicherungsautomat-hugo-stotz> (дата звернення: 27.08.2024).
3. Гречко А. М. Плавкие предохранители. Назад в будущее. *Електротехніка і електроμηχανіка*, 2010, № 6, С. 3-7.
4. The Legacy of Hugo Stotz: A Pioneer of Modern Circuit Protection. *Electrical Products, Solutions & Accessories - IPD Australia*. URL: <https://www.ipd.com.au/the-legacy-of-hugo-stotz-a-pioneer-of-modern-circuit-protection> (дата звернення: 27.08.2024).
5. Richardson I. A pioneer of the MCB - Hugo Stotz. *LinkedIn*. URL: <https://www.linkedin.com/pulse/pioneer-mcb-hugo-stotz-ian-richardson/> (дата звернення: 27.08.2024).
6. One billion ABB miniature circuit breakers – after 90 years, almost there. *ABB*. URL: <https://new.abb.com/low-voltage/news/news-archive/one-billion-mcb> (дата звернення: 13.07.2023).
7. Hugo Stotz - geniálny inovátor a vynálezca, ktorý vymyslel elektrický istič. *ElektroLab.eu*. URL: <https://www.elektrolab.eu/blog/hugo-stotz-geniálny-inovátor-a-vynálezca-ktory-vymyslel-elektricky-istic> (дата звернення: 27.08.2024). (словацькою)
8. Siemens. *Sentron. Sicherungssysteme Technik-Fibel*. 2012. URL: https://support.industry.siemens.com/cs/attachments/109482303/Sicherungssysteme_TechnikFibel_DE_201601250853045758.pdf (дата звернення: 11.05.2023). (німецькою)
9. Schachtner H. Automatic electric-circuit breaker : пат. US1629640 Сполучені Штати Америки (США) : Н01Н 9/30, Н01Н 9/32, Н01Н 73/00, Н01Н 73/56. № 01130205 ; заявл. 19.08.1926 ; опубл. 24.05.1927. URL: <https://patentimages.storage.googleapis.com/50/97/84/e8a29a20de1553/US1629640.pdf> (дата звернення: 16.07.2023).
10. World Fire Statistics / N. Brushlinsky *et al.* 2022. URL: https://ctif.org/sites/default/files/2022-08/CTIF_Report27_ESG.pdf (дата звернення: 01.08.2022).
2. “1924 Circuit breaker. Hugo Stotz (14.07.1869 – 03.11.1935).” *Kurpfälzer Mile of Innovations*. Accessed: Aug. 27, 2024. [Online]. Available: <https://www.meile-der-innovationen.de/en/innovationen/1924-sicherungsautomat-hugo-stotz>
3. A. M. Grechko, “Fuses. Back to the future”, *Electrical Engineering & Electromechanics*, no. 6, pp. 3–7, 2010.
4. “The Legacy of Hugo Stotz: A Pioneer of Modern Circuit Protection.” *Electrical Products, Solutions & Accessories - IPD Australia*. Accessed: Aug. 27, 2024. [Online]. Available: <https://www.ipd.com.au/the-legacy-of-hugo-stotz-a-pioneer-of-modern-circuit-protection>
5. I. Richardson, “A pioneer of the MCB - Hugo Stotz.” *LinkedIn*. Accessed: Aug. 27, 2024. [Online]. Available: <https://www.linkedin.com/pulse/pioneer-mcb-hugo-stotz-ian-richardson/>
6. “One billion ABB miniature circuit breakers – after 90 years, almost there.” *ABB*. Accessed: Jul. 13, 2023. [Online]. Available: <https://new.abb.com/low-voltage/news/news-archive/one-billion-mcb>
7. “Hugo Stotz - geniálny inovátor a vynálezca, ktorý vymyslel elektrický istič.” *ElektroLab.eu*. Accessed: Aug. 27, 2024. [Online]. Available: <https://www.elektrolab.eu/blog/hugo-stotz-geniálny-inovátor-a-vynálezca-ktory-vymyslel-elektricky-istic> (in Slovak)
8. Siemens. *Sentron. Sicherungssysteme Technik-Fibel*. 2012. Accessed: May 11, 2023. [Online]. Available: https://cache.industry.siemens.com/dl/files/303/109482303/att_866615/v1/Sicherungssysteme_TechnikFibel_DE_201601250853045758.pdf (in German)
9. Automatic electric-circuit breaker, by H. Schachtner. (May 24, 1927). U.S. Patent US1629640. Accessed: Jul. 16, 2023. [Online]. Available: <https://patentimages.storage.googleapis.com/50/97/84/e8a29a20de1553/US1629640.pdf>
10. N. Brushlinsky, S. Sokolov, P. Wagner, and B. Messerschmidt, “World fire statistics”, Center of Fire Statistics of CTIF, Report № 27, 2022. Accessed: Aug. 1, 2022. [Online]. Available: https://ctif.org/sites/default/files/2022-08/CTIF_Report27_ESG.pdf

References

1. M. Wendenburg, “Mit digitaler Produktentwicklung mehr als doppelt so schnell”, *ZWF Zeitschrift für wirtschaftlichen Fabrikbetrieb*, vol. 99, no. 6, pp. 335–338, Jun. 2004, doi: <https://doi.org/10.3139/104.100788> (in German)

Надійшла (received) 01.11.2024

UDC 621.316.5

OLEKSANDR GRECHKO ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Associate Professor of Electrical Apparatus Department, National Technical University “Kharkiv Polytechnic Institute”; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7872-8585>; e-mail: a.m.grechko@gmail.com.

GENIUS ENGINEER AND INVENTOR HUGO STOTZ. TO THE 100TH ANNIVERSARY OF THE MINIATURE CIRCUIT BREAKER

The article presents a scientific and historical essay on the main stages of the life of a famous German engineer and inventor, the author of the invention of a miniature circuit breaker – Hugo Stotz. The work for the first time summarizes and systematizes information about historical events that were directly related to the Hugo Stotz person as an inventor of a miniature circuit breaker, therefore, in fact, the events that preceded, accompanied and occurred after the invention of the revolutionary electric device, which fundamentally changed human life. The little-known interesting facts and details from the life of an outstanding inventor are taken into account, which contributes to a better understanding of historical events that occurred during the era of the emergence of miniature circuit breakers as protective devices. The article analyzes the role of the personality of Hugo Sts and his company in the invention of a miniature circuit breaker. The scientific and historical essay presented in the article is also aimed at paying tribute to the memory of the outstanding inventor in the field of electrical engineering Hugo Stotz. The large number of various modifications of miniature circuit breakers from many manufacturers for various industries that currently exist on the world market of electrical equipment are designed practically on the same principle as the circuit breaker of Hugo Stotz, invented 100 years ago. The paper presents the main historical stages of development of miniature circuit breaker designs from their implementation in a cork form housing to production in a modular design. The work shows that the world market for circuit breakers is extremely large, which makes this electrical device an integral part of electrical safety in residential buildings and industrial enterprises.

Keywords: Hugo Stotz; miniature circuit breaker; fuse; switchgear; short-circuit; overload; inventory history; well-known inventors.

ЗАГАЙНОВА ОЛЕКСАНДРА АНАТОЛІЇВНА ✉ – кандидат технічних наук, доцент кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-8558-3211>; e-mail: zagaynova@gmail.com.

СЕРДЮКОВА ГАЛИНА МИКОЛАЇВНА – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-1557-0260>; e-mail: Halina.Serdiukova@ieec.khpi.edu.ua.

ДОСЛІДЖЕННЯ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ ТА МІНІМІЗАЦІЯ ВТРАТ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Об'єктом аналізу є розподільча електрична мережа, що являє собою фрагмент реальної діючої мережі 110 кВ. Джерела живлення представлені чотирма вузлами, а споживачами є чотирнадцять підстанцій: 9 із триобмотковими трансформаторами 110/35/10 і 5 із двообмотковими трансформаторами 110/10. Сумарна потужність, що споживається, дорівнює 51,7 МВт. Для розрахунку усталених режимів були використані нелінійні вузлові рівняння у формі балансу потужностей у полярній системі координат. Для визначення напруги у всіх вузлах електричної мережі і перетоків потужності використали відповідні математичні моделі електричної мережі. На окремих ділянках мережі виявлені значні перетоки реактивної потужності, які є небажаними для ефективної роботи мережі. Для того, щоб режим роботи електричної мережі при заданих потужностях відповідав нормам відхилення напруги у вузлах і струмові навантаження для елементів мережі були припустимі, використані заходи зниження втрат потужності в електричних мережах. Було проведено аналіз зміни втрат потужності від зміни напруги балансуємого вузла. Збільшення напруги на шинах балансуємого вузла на 5 кВ зменшили сумарні втрати активної потужності з 0,9086 МВт до 0,8305 МВт. Також після підключення батареї статичних конденсаторів у вузлах електричної розподільчої мережі значно зменшилися втрати активної потужності. До підключення батареї статичних конденсаторів втрати становили 0,9086 МВт, а після підключення втрати склали 0,7890 МВт. Було проаналізовано вплив на втрати активної потужності примусова зміна поточкорозподілу у мережі шляхом розмикання контурів замкнутої розподільчої мережі. Розмикання контурів мережі, яку аналізували, не веде до зменшення сумарних втрат активної потужності, оскільки дана мережа 110 кВ практично однорідна. Практична значимість отриманих результатів полягає у можливості зменшення втрат потужності в мережах шляхом нормалізації режиму напруги та більш повної компенсації реактивної потужності в них.

Ключові слова: електрична мережа; режим; напруга; втрати активної потужності; компенсація.

Вступ. Найважливішою проблемою для всієї світової економіки є економія енергетичних ресурсів. В галузі електроенергетики ця проблема зводиться до максимального можливого зниження втрат потужності та електроенергії в електричних мережах.

Електроенергія є особливим видом продукції, транспортування якої виконується за рахунок втрат деякої частини самої продукції.

Серед факторів, що визначають рівень втрат енергії в мережах, виділяють дві основні групи:

- стан електричної мережі (схема, режими роботи, состав і технічний стан працюючого встаткування);
- недосконалість системи обліку (погрешності приладів, наявність «безоблікових» споживачів, неодноразовість, несвоєчасність або відсутність оплати, розкрадання тощо).

Перша група факторів визначає так звані технічні, друга група – комерційні втрати. Перші з них це фактичні втрати потужності, які безпосередньо пов'язані із процесом передачі електричної енергії й обумовлені фізичними явищами, що супроводжують цей процес – втратами потужності через нагрівання струмоведучих частин, коронуванням і недосконалістю ізоляції проводів повітряних ліній електропередавання, гістерезисом і вихровими струмами в сердечниках трансформаторів й електричних машин.

Розрахунки й аналіз цієї складової втрат становлять основу для рішення завдань підвищення ефективності роботи електричних мереж за рахунок

зниження втрат потужності й енергії, тому що дозволяють визначити структуру втрат, економічно обґрунтований рівень втрат, намітити заходи щодо їхнього зниження, зменшити комерційні втрати [1, 2].

Аналіз стану питання. Задача зниження рівня втрат електроенергії є важливою складовою частиною більш загальної задачі зменшення енергоспоживання і ефективного використання енергетичних ресурсів [2].

Управління втратами в мережах передачі та розподілу є першорядним для досягнення ефективності функціонування цих мереж. Завищені втрати у розподільчих мережах часто виникають, коли ці мережі навантажені поблизу або за межами своєї максимальної потужності.

Навантаження в мережах може бути спричинене високим попитом, неадекватною інфраструктурою або поганим обслуговуванням. Коли мережі навантажені, виникає кілька негативних наслідків, що виходять за рамки простого збільшення втрат, таких як збільшення виділення тепла, падіння напруги, перевантаження обладнання, проблеми з якістю електроенергії, збільшення витрат на обслуговування, ризики безпеки, надійність та стабільність системи, як зазначено у [3, 4].

Визнання енергоефективності та енергозбереження як основних факторів має важливе значення для пом'якшення цих проблем, а потім реалізація таких заходів, як: управління попитом, модернізація інфраструктури, профілактичне обслуговування та використання технологій

© О. А. Загайнова, Г. М. Сердюкова, 2024



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

інтелектуальних мереж може підвищити їхню продуктивність, скоротити втрати енергії та підвищити загальну надійність та безпеку розподільної мережі електропостачання, як показано у [5–7].

Однак існує кілька інших загальних методів, які можна використовувати для підвищення надійності та ефективності системи, таких як корекція коефіцієнта потужності, реконфігурація мережі та оптимізація напруги, як описано у [5–8].

Використання батарей статичних конденсаторів (БСК) стає конкретним та ефективним методом підвищення надійності та ефективності мережі. БСК допомагають у регулюванні напруги, зниженні втрат, доповнюючи другі стратегії та підвищуючи загальну енергоефективність мережі, як показано в [9, 10].

У [11, 12] було зазначено, що за даними Мінпаливенерго технологічні витрати на транспортування електроенергії (технічні та комерційні складові втрат) в електричних мережах України становлять близько 12–13 % загального товарного відпуску електроенергії. В окремих областях України втрати електроенергії сягають ще більших значень [11]. Це підкреслює критичну необхідність ефективних заходів для управління та оптимізації режимів розподільчих мереж.

Технічні заходи по зниженню втрат електроенергії потребують реконструкції розподільчих мереж, заміни або встановлення нового обладнання. Реконструкція електричної мережі передбачає заміну перерізів проводів лінії, переведення ліній на більш високу напругу, зміну конфігурації мережі за рахунок будівництва нових підстанцій та ліній. Всі ці заходи потребують капітальних вкладень, що збільшує щорічні витрати на амортизацію і поточний ремонт [11].

Зниження втрат потужності та енергії в електричних мережах є важливою складовою загального комплексу енергозберігаючих заходів. Одним із засобів вирішення цього завдання є оптимізація параметрів режиму електричної мережі – керування потоками потужності, регулювання напруги в мережі, встановлення та регулювання пристроїв компенсації реактивної потужності та інші.

Мета статті. Метою роботи є аналіз усталених режимів розподільчих електричних мережах задля оцінки можливостей зниження втрат активної потужності.

Постановка задачі. Об'єктом дослідження є розподільча електрична мережа 110 кВ, схема якої зображена на рис. 1. Схема мережі 110 кВ представляє собою фрагмент реальної діючої електромережі 110 кВ, якій входить до Центральної енергетичної системи України.

В якості приймачів виступають 14 підстанцій: 9 підстанцій з триобмотковими трансформаторами 110/35/10 та 5 з двообмотковими трансформаторами 110/10.

На кожній підстанції встановлено два трифазні понижуючі трансформатори з пристроєм РПН, за допомогою якого відбувається регулювання режимів роботи електричної мережі.

Сумарна потужність, що споживається – 51,7 МВт. Балансувальним вузлом є вузол перший.

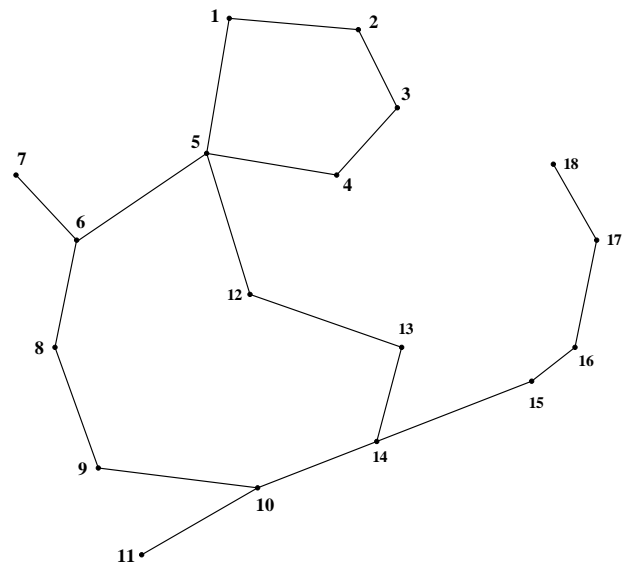


Рисунок 1 – Схема електричної мережі 110 кВ

Характеристики генеруючих вузлів представлені у табл. 1.

Як джерела живлення представлені 4 вузла: підстанція 330/110/35 кВ, тягова підстанція 110/27,5/10 кВ та дві ТЕЦ з установленими потужностями 210 МВт та 115 МВт.

Таблиця 1 – Характеристики генеруючих вузлів

№	Назва об'єкта	Установлена потужність, МВт
1	ТЕЦ «А»	210
11	ТЕЦ «В»	115
18	ПС-330/110/35	250
6	ПС-110/27,5/10	80

Перелік підстанцій та величини навантаження вузлів наведено у табл. 2.

Таблиця 2 – Характеристики вузлів навантаження

№	Назва вузла	P, МВт	Q, МВАр
2	ПС-110/35/10	3,5	1,68
3	ПС-110/35/10	6	2,88
4	ПС-110/10	0,8	0,38
5	ПС-110/35/10	4,3	2,06
7	ПС-110/10	2,5	1,2
12	ПС-110/35/10	4,2	2,02
9	ПС-110/35/10	3	1,44
10	ПС-110/35/10	3,6	1,63
13	ПС-110/35/10	7	2,02
14	ПС-110/10	4	1,92
15	ПС-110/10	3,2	1,54
16	ПС-110/10	0,1	0,05
17	ПС-110/10 «V»	5,5	2
8	ПС-110/10 «P»	4,2	2,02

Параметри проводів наведено у табл. 3. Сумарна довжина ліній 110 кВ дорівнює приблизно 500 км.

Таблиця 3 – Параметри проводів

Марка проводу	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	Q ₀ · 10 ⁻⁶ , См/км
АС-35	0,850	0,411	2,540
АС-50	0,650	0,411	2,610
АС-70	0,460	0,443	2,600
АС-95	0,330	0,432	2,670
АС-120	0,270	0,420	2,715
АС-150	0,210	0,413	2,765
АС-185	0,170	0,406	2,830
АС-240	0,132	0,398	2,870
АСУ-300	0,106	0,389	2,940

Методи дослідження. Втрати потужності в мережі в цілому при відомих параметрах режиму електричної мережі можуть бути знайдені підсумовуванням втрат у всіх її елементах. Аналіз математичних моделей нормального режиму електроенергетичної системи показав, що найбільш доцільним є застосування математичної моделі нормального режиму у формі балансу потужностей у полярних координатах.

Склавши суму потужностей по гілках, що примикають до кожного з вузлів мережі (крім балансуєчого), отримуємо систему рівнянь виду:

$$\sum_{j=1}^{N_i} \dot{S}_{ij} + \dot{S}_{ni} - \dot{S}_{ri} = 0, \quad (i = 1, 2, \dots, N), \quad (1)$$

де N_i – кількість гілок, що примикають до вузла i ;

$N = n - 1$, n – кількість вузлів мережі;

\dot{S}_{ij} – потужність гілки ij ;

\dot{S}_{ni} – потужність навантаження i -го вузла;

\dot{S}_{ri} – генеруюча потужність i -го вузла.

Система (1) називається системою вузлових рівнянь мережі у вигляді балансу потужностей. Потужності генераторів та навантаження у вузлах мережі задані, а потужності, що передаються по елементах мережі, залежать від напруги у вузлах мережі.

При заданих потужностях навантажень та генераторів у всіх вузлах та вектору напруги $\vec{U}_{бу}$ балансуєчого вузла система (1) містить N рівнянь щодо N невідомих напруг у вузлах мережі.

Однак, за наявності в мережі вузлів усіх трьох підмножин N_{PQ} (нерегульовані вузли із заданими P і Q), N_{PU} (регульовані вузли із заданою активною потужністю та модулем вектору напруги $|U_i|$), $N_{бу}$ (балансуєчі за активною чи реактивною потужністю), у кожному окремому вузлі можуть бути задані якісь дві з чотирьох (P_i , Q_i , U_i , δ_i) величин, інші дві невідомі.

Тому від рівнянь (1) доцільно перейти до еквівалентної системи $2N$ рівнянь балансу активних та реактивних потужностей у вузлах мережі:

$$U_i^2 g_{ii} - \sum_{j=1}^{n+1} U_i U_j [g_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) - b_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j)] + P_{ni} - P_{ri} = 0, \quad (2)$$

$$-U_i^2 b_{ii} - \sum_{j=1}^{n+1} U_i U_j [g_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + b_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] + Q_{ni} - Q_{ri} = 0, \quad (3)$$

де U_i , δ_i – модуль та кут напруги i -го вузла;

U_j , δ_j – модуль та кут напруги j -го вузла;

P_{ni} , Q_{ni} – активна та реактивна потужність навантаження i -го вузла;

P_{ri} , Q_{ri} – активна та реактивна генеруюча потужність i -го вузла.

g_{ii} , b_{ij} – власна активна та реактивна провідності i -го вузла;

g_{ij} , b_{ij} – взаємна активна та реактивна провідності i -го та j -го вузлів.

Для визначення параметрів режиму необхідно виконувати розрахунки ustalених режимів для всіх ступенів графіка навантаження на основі відповідної математичної моделі електричної мережі. Основні вимоги, яким повинна задовольняти математична модель електричної мережі стосовно до розв'язуваного завдання, полягає в наступному:

- висока точність математичного моделювання ustalеного режиму електричної мережі на основі обліку всіх основних факторів, що впливають на втрати потужності при передачі електроенергії по електричній мережі.

- збіжність ітераційного процесу при розрахунку ustalених режимів, тому що тільки при цій умові можливі оперативний контроль й аналіз втрат електроенергії в мережі.

- обсяг реальних електричних мереж становить, як правило, велику кількість вузлів, тому математична модель електричної мережі повинна забезпечувати моделювання мереж такого обсягу.

Основною і найбільш трудомісткою частиною розрахунку ustalеного режиму електричної мережі є вирішення вузлових рівнянь балансу потужностей (2, 3) щодо модулів і кутів векторів напруги у вузлах мережі.

Ці рівняння нелінійні, тому їхнє рішення може бути виконане лише чисельними ітераційними методами. Одним з найбільше швидко збіжних методів рішення систем нелінійних алгебраїчних рівнянь є метод Ньютона.

Результати розрахунку. Вихідні дані для аналізу електричної мережі представлені у табл. 4.

Позначення, які прийняті у табл. 4: $U_{ном}$ – номінальна напруга мережі, P_N , Q_N – активна та реактивна потужності вузлів навантаження, P_G , Q_G – активна та реактивна потужності джерел живлення.

Таблиця 4 – Інформація про вузли

N	U _{НОМ}	P _N	Q _N	P _G	Q _G
1	110	0,00	0,00	31,5	15,12
2	110	3,5	1,68	0,00	0,00
3	110	6,00	2,88	0,00	0,00
4	110	0,8	0,38	0,00	0,00
5	110	4,30	2,06	0,00	0,00
6	110	0,00	0,00	0,00	0,00
7	110	2,50	1,20	0,00	0,00
8	110	4,20	2,02	0,00	0,00
9	110	3,00	1,44	0,00	0,00
10	110	3,40	1,63	0,00	0,00
11	110	0,00	0,00	114,0	3,47
12	110	4,2	2,02	0,00	0,00
13	110	7,0	3,36	0,00	0,00
14	110	4,0	1,92	0,00	0,00
15	110	3,2	1,54	0,00	0,00
16	110	0,1	0,05	0,00	0,00
17	110	5,5	2,64	0,00	0,00
18	110	0,00	0,00	8,80	2,23

Виконано розрахунок усталених режимів розподільчої мережі 110 кВ. Результати розрахунку усталеного режиму наведені у табл. 5.

Аналізуючи результати розрахунку табл. 5, робимо висновок, що, при заданні значення напруги 110 кВ у першому вузлі, рівень напруги в мережі не відповідає нормі якості електричної енергії, досягаючи на деяких підстанціях 106 кВ. А при рівні напруги для базисного вузла, тобто для першого, 115 кВ, маємо задовільне значення напруги в електромережі, яке, навіть, не наближається до критичного значення.

Також варто відзначити, що з підвищенням напруги на шинах балансуєчого вузла на 5 кВ, вдалося знизити сумарні втрати активної потужності на 0,0781 МВт з 0,9086 МВт до 0,8305 МВт.

Потреба споживачів у реактивній потужності може призвести до таких проблем, як низький коефіцієнт потужності, знижена напруга та підвищені втрати потужності.

Компенсація реактивної потужності в мережах – один з можливих та ефективних заходів, що забезпечують зниження втрат в електричних мережах, проте ефективність цього заходу значною мірою залежить від того, наскільки вдало вибрані місця встановлення додаткових компенсуючих пристроїв в електричній мережі. Водночас алгоритми пошуку найбільш ефективних місць встановлення додаткових компенсуючих пристроїв ще вимагають розробки та вдосконалення, оскільки при неправильному виборі місць встановлення знижується їх ефективність, що веде до збільшення витрат без отримання помітного позитивного ефекту

Розглянуто установа і введення в роботу батарей статичних конденсаторів (БСК) для компенсації реактивної потужності у різних вузлах мережі.

В даній електричній схемі 110 кВ у вузлах 13 і 8 є в наявності БСК по 3 і 2 МВАр, відповідно. Тож будемо по черзі підключати їх до мережі 110 кВ:

- підключення БСК на 3 МВАр у вузлі 13;

• підключення БСК на 3 МВАр у вузлах 13 та на 2 МВАр у вузлі 8.

Результати розрахунку підключення батарей статичних конденсаторів для компенсації реактивної потужності наведено у табл. 5.

До включення БСК в роботу розраховані втрати активної потужності становили 0,8305 МВт.

Таблиця 5 – Результати розрахунків усталеного режиму

№ вузла	Напруга у вузлі 1 рівна 110 кВ	Напруга у вузлі 1 рівна 115 кВ
1	110	115
2	109,5	114,6
3	108,4	113,6
4	107,9	113,2
5	107,65	113
6	107,1	112,6
7	107,07	112,54
8	107,06	112,539
9	107,1	112,75
10	107,9	113,47
11	109,6	115,1
12	106,7	112,23
13	106,4	112,0
14	106,9	112,5
15	107	112,7
16	107,2	112,9
17	107,6	113,3
18	108,2	113,7

При включенні у вузлі 13 БСК на 3 МВАр отримали сумарні втрати активної потужності 0,7989 МВт, що на 0,0316 МВт менше ніж в режимі без компенсації.

При включенні у вузлі 8 БСК на 2 МВАр із збереженням включеного стану БСК у вузлі 13 отримали сумарні втрати активної потужності 0,7890 МВт, що на 0,0415 МВт менше, ніж у режимі без компенсації; і на 0,0099 МВт менше, ніж в режимі з роботою БСК тільки у вузлі 13.

Для зниження втрат електроенергії можлива примусова зміна поточкорозподілу шляхом розмикання замкнутої живлячої або розподільної мережі. Необхідно визначити, в якому місці слід розмикати мережу, щоб втрати активної потужності були мінімальні.

Перемикання у розподільній мережі 110 кВ і вище можуть здійснюватися у зв'язку з сезонними змінами навантаження, а також при ремонті обладнання (ліній, генераторів тощо).

Найкращий варіант вибирається виходячи з порівняння втрат електроенергії, обчислених при різних варіантах живлення споживачів.

У табл. 6 представлені результати розрахунку примусової зміни поточкорозподілу шляхом розмикання замкнутої розподільної мережі у вузлах 13 та 9.

Розмикання контуру, при живленні вузла 13 тупіком від вузлів 12, дає величину сумарних втрат активної потужності 0,8074 МВт, що на 0,0184 МВт більше, ніж в режимі замкнутого контуру.

Таблиця 6 – Результати розрахунку

№	Режим електричної мережі	Рівні напруги, кВ	Величин втрат, МВт	Різниця втрат, %
1	Напруга у вузлі 1 рівна 115 кВ	112,2–115	0,8305	–
2	Напруга у вузлі 1 рівна 110 кВ	104,1–110	0,9086	–9,4
3	Включення БСК на 3 МВАр у вузлі 13	113,2–115	0,7989	3,8
4	Вкл. БСК на 5 МВАр у вузлах 13 та 8	113,6–115	0,7890	5
5	Розмикання контуру при живленні вузла 13 тупіком від вузла 12	111,8–115	0,8074	2,8
6	Розмикання контуру при живленні вузла 9 тупіком від вузла 8	112,5–115	0,8255	0,6

Величина сумарних втрат активної потужності при розмиканні контуру при живленні вузла 9 тупіком від вузлів 8 становить 0,8255 МВт, що на 0,0365 МВт більше, ніж в режимі замкненого контуру.

Отже, розмикання контурів мережі, яка аналізувалась, не веде до зменшення сумарних втрат активної потужності, оскільки дана мережа 110 кВ практично однорідна.

Висновки. У даній роботі виконаний аналіз режимів та втрат активної потужності в розподільних електричних мережах.

Вихідний режим, прийнятий як розрахунковий, є незадовольним – вузлові напруги змінюються до 106 кВ, втрати активної потужності складають 0,9086 МВт.

Виходячи з отриманих результатів перетоків потужності, було виявлено, що в деяких ділянках мережі протікають досить більші невиправдані перетоки реактивної потужності, відповідно, робота мережі відбувається не в оптимальному режимі.

Для того, щоб режим роботи електричної мережі при заданих потужностях відповідав нормам, відхилення напруги у вузлах і струмові навантаження для елементів мережі були припустимі, використані заходи зниження втрат потужності й енергії в електричних мережах.

В якості оптимального рішення зниження втрат, використані наступні режими: перерозподіл потужності між генеруючими вузлами, регулювання реактивної потужності генераторів, а також установлення джерела реактивної потужності у вузлі, де найбільше навантаження.

Список літератури

1. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-82:2013. Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. На заміну СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011; чинний від 2014-01-01. Вид. офіц. Київ. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0399732-13#Text>.
2. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-96:2014. Методичні рекомендації з аналізу технологічних витрат електричної енергії та вибору заходів щодо їх зниження. На заміну ГНД 34.09.204-2004; чинний від 2014-06-01. Вид. офіц. Київ: ОЕП «ГРІФРЕ», 2014. 83 с.
3. Kothari D. P., Nagrath I. J. *Modern power system analysis*. 4th ed. New Delhi: Tata McGraw Hill Education Private Limited, 2011. 296 p.
4. Kothari D. P., Dhillon J. S. *Power system optimization*. New Delhi: Prentice-Hall of India Pvt.Ltd, 2004. 572 p.
5. Alzaidi K. M. S., Bayat O., Ucan O. N. Multiple DGs for reducing total power losses in radial distribution systems using hybrid WOA-

SSA algorithm. *International Journal of Photoenergy*. 2019. Vol. 2019. 426538. DOI: <https://doi.org/10.1155/2019/2426538>.

6. Optimal placement and capacity of combined DGs and SCs in radial distribution networks based on PSO-OS algorithm / G. Chen et al. *IAENG International Journal of Computer Science*. 2021. Vol. 48, no. 2. P. 236–249.
7. Memarzadeh G., Keynia F. A new index-based method for optimal DG placement in distribution networks. *Engineering Reports*. 2020. Vol. 2, no. 10. e12243. DOI: <https://doi.org/10.1002/eng2.12243>.
8. A critical review of optimization strategies for simultaneous integration of distributed generation and capacitor banks in power distribution networks / Z. H. Leghari et al. *Energies*. 2022. Vol. 15, no. 21. 8258. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15218258>.
9. Optimal placement and sizing of capacitors in radial distribution systems: a two-stage method / S. A. Salimon et al. *Journal of Engineering Research and Reports*. 2020. Vol. 19, no. 2. P. 31–43. DOI: <https://doi.org/10.9734/jerr/2020/v19i217229>.
10. Soma G. G. Optimal sizing and placement of capacitor banks in distribution networks using a genetic algorithm. *Electricity*. 2021. Vol. 2, no. 2. P. 187–204. DOI: <https://doi.org/10.3390/electricity2020012>.
11. Ципленков Д. В., Красовський П. Ю. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання. *Електротехніка та електроенергетика*. 2015. № 1. С. 77–82. DOI: <https://doi.org/10.15588/1607-6761-2015-1-13>.
12. Класифікація і структура втрат електроенергії / Ф. П. Шкрабець та ін. *Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету*. 2005. № 3(22). С. 122–124.

References

1. *Metodychni rekomendatsii vyznachennia tekhnolohichnykh vytrat elektrychnoi enerhii v transformatorakh i liniakh elektroperedavannia [Methodological recommendations for determining the technological consumption of electricity in transformers and power lines]*, SOU-N EE 40.1-37471933-82:2013, Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine, Kyiv, 2014. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0399732-13#Text> [in Ukrainian]
2. *Metodychni rekomendatsii z analizu tekhnolohichnykh vytrat elektrychnoi enerhii ta vyboru zakhodiv shchodo yikh znyzhennia [Methodological recommendations for analysing technological electricity consumption and selecting measures to reduce it]*, SOU-N EE 40.1-00100227-96:2014, Scientific and Technical Centre of the Electric Power Industry of NPC Ukrenenergo, Kyiv, 2014. [in Ukrainian]
3. D. P. Kothari and I. J. Nagrath, *Modern Power System Analysis*, 4th ed. New Delhi: Tata McGraw Hill Educ. Private Limited, 2011.
4. D. P. Kothari and J. S. Dhillon, *Power System Optimization*. New Delhi: Prentice-Hall India Pvt.Ltd, 2004.
5. K. M. S. Alzaidi, O. Bayat, and O. N. Ucan, “Multiple DGs for reducing total power losses in radial distribution systems using hybrid WOA-SSA algorithm”, *International Journal of Photoenergy*, vol. 2019, Mar. 2019, Art. no. 426538, doi: <https://doi.org/10.1155/2019/2426538>
6. G. Chen, A. Zhang, C. Zhao, and Z. Zhang, “Optimal placement and capacity of combined DGs and SCs in radial distribution networks based on PSO-OS algorithm”, *IAENG International Journal of Computer Science*, vol. 48, no. 2, pp. 236–249, 2021.

7. G. Memarzadeh and F. Keynia, "A new index-based method for optimal DG placement in distribution networks", *Engineering Reports*, vol. 2, no. 10, Jul. 2020, Art. no. e12243, doi: <https://doi.org/10.1002/eng2.12243>
8. Z. H. Leghari, M. Kumar, P. H. Shaikh, L. Kumar, and Q. T. Tran, "A critical review of optimization strategies for simultaneous integration of distributed generation and capacitor banks in power distribution networks", *Energies*, vol. 15, no. 21, Nov. 2022, Art. no. 8258, doi: <https://doi.org/10.3390/en15218258>
9. S. A. Salimon, A. A. Baruwa, S. O. Amuda, and H. A. Adeleke, "Optimal placement and sizing of capacitors in radial distribution systems: A two-stage method", *Journal of Engineering Research and Reports*, vol. 19, no. 2, pp. 31–43, Dec. 2020, doi: <https://doi.org/10.9734/jerr/2020/v19i217229>
10. G. G. Soma, "Optimal sizing and placement of capacitor banks in distribution networks using a genetic algorithm", *Electricity*, vol. 2, no. 2, pp. 187–204, May 2021, doi: <https://doi.org/10.3390/electricity2020012>
11. D. V. Tsyplenkov and P. Y. Krasovskiy, "Methods and means of technical losses reduction of electricity in the elements of power supply systems", *Electrical Engineering and Power Engineering*, no. 1, pp. 77–82, Feb. 2017, doi: <https://doi.org/10.15588/1607-6761-2015-1-13> [in Ukrainian]
12. F. P. Shkrabets, Yu. V. Kuvaiev, D. V. Tsyplenkov, and P. Yu. Krasovskiy, "Klasyfikatsiia i struktura vtrat elektroenerhii [Classification and structure of electricity losses]", *Visnyk Kremenchutskoho derzhavnoho politekhnichnoho universytetu*, no. 3(22), pp. 122–124, 2005. [in Ukrainian]

Надійшла (received) 16.12.2024

UDC 621.311.1

OLEKSANDRA ZAHAINOVA ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Associate Professor of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-8558-3211>; e-mail: zagaynova@gmail.com.

HALYNA SERDIUKOVA – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-1557-0260>; e-mail: halina.serdiukova@khp.edu.ua.

RESEARCH ON STEADY-STATE CONDITIONS OF A 110 KV ELECTRICAL NETWORK AND MINIMIZATION OF ACTIVE POWER LOSSES

The object of analysis is a distribution electrical network that represents a fragment of an actual operational 110 kV network. The power sources are represented by four nodes, while the consumers include fourteen substations: 9 with three-winding transformers (110/35/10 kV) and 5 with two-winding transformers (110/10 kV). The total consumed power equals 51.7 MW. Nonlinear nodal equations in the form of power balance in a polar coordinate system were used to calculate the steady-state operating conditions. Mathematical models of the electrical network were applied to determine the voltage at all network nodes and the power flows within the network. Significant reactive power flows were identified in certain sections of the network, which are undesirable for its efficient operation. To ensure that the electrical network operates within voltage deviation norms at the nodes and that current loads on network elements remain permissible under the given power conditions, measures to reduce power losses were implemented. An analysis of power loss variations due to changes in the voltage of the balancing node was conducted. Increasing the voltage at the balancing node's buses by 5 kV reduced the total active power losses from 0.9086 MW to 0.8305 MW. Furthermore, the installation of static capacitor banks at the nodes of the distribution network significantly reduced active power losses. Before the installation of the static capacitor banks, the losses amounted to 0.9086 MW, and after the installation, they decreased to 0.7890 MW. The impact of forced power flow redistribution in the network through the opening of closed network loops was also analyzed. The opening of loops in the analyzed network does not lead to a reduction in total active power losses, as the 110 kV network is nearly homogeneous. The practical significance of the obtained results lies in the potential to reduce power losses in the network by normalizing voltage levels and achieving more comprehensive compensation of reactive power.

Keywords: electrical network; mode; voltage; losses of active power; compensation.

ЛЮБАРСЬКИЙ БОРИС ГРИГОРОВИЧ ✉ – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри електричного транспорту та тепловозобудування, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2985-7345>; e-mail: lboris1911@ukr.net.

КРИВОШЕЄВ СЕРГІЙ ЮРІЙОВИЧ – кандидат технічних наук, завідувач кафедри промислової і біомедичної електроніки, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8771-2961>; e-mail: Serhii.Kryvosheiev@khp.edu.ua.

ЄРЕСЬКО ОЛЕКСАНДР В'ЯЧЕСЛАВОВИЧ – кандидат технічних наук, доцент кафедри промислової і біомедичної електроніки, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3521-5314>; e-mail: oleksandr.eresko@khp.edu.ua.

ГАЛИЦЯ ВІТАЛІЙ ІВАНОВИЧ – кандидат технічних наук, науковий співробітник кафедри фізичного виховання, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7189-617X>; e-mail: vitaliy.galitsa@gmail.com.

ПОЛЯКОВ ІГОР ВОЛОДИМИРОВИЧ – кандидат технічних наук, доцент кафедри загальної електротехніки, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9329-1705>; e-mail: Ihor.V.Poliakov@khp.edu.ua.

ЛЮБАРСЬКИЙ ДМИТРО БОРИСОВИЧ – технік 1 категорії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3535-9809>; e-mail: lboris1911@ukr.net.

ВИЗНАЧЕННЯ ЗУСИЛЬ У ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІЙ СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОМАГНІТНОГО УТРИМАННЯ ЗАРЯДУ

Стаття розглядає проведення чисельного експерименту щодо визначення зусиль у системі електромагнітного утримання металю заряду газодетонаційного пускового пристрою на підставі розрахунку магнітного поля методом скінчених елементів у тривимірній постановці задачі. Для впровадження технології запуску металю заряду за допомогою газодетонаційного пускового пристрою у вітчизняне виробництво проведено дослідження та розробка системи його керування, елементом якої є електромагнітний пристрій утримання заряду. Основними параметрами, що використовуються для керування енергією запуску, є початковий тиск та об'єм стисненого газового заряду. Величина цих параметрів залежить від умов нагнітання газового заряду в пристрої, що впливає на його подальші характеристики під час ініціювання запалення. Проведено дослідження щодо визначення впливу умов нагнітання газового заряду на його стан до моменту запалення. Зокрема, аналізувалися вплив тиску нагнітання на параметри газового заряду в момент спрацювання клапану. Результати досліджень показали, що тиск нагнітання має суттєвий вплив на кінцевий тиск газового заряду під час повного спрацювання клапану, який є важливим фактором для точного контролю дальності польоту. Проведено чисельний експеримент, при якому струм у обмотці змінюється від 0 до 12 А. За результатами розрахунків отримано розподіл магнітного поля у вигляді магнітної індукції у розрахунковій області. Розподіли індукції при різних значеннях струму мають подібний вигляд, однак індукція збільшується зі збільшенням струму, що обумовлено збільшенням напруженості поля при збільшенні сумарного струму. Визначено, що найбільше значення індукції від 2,2 до 2,7 Тл знаходиться у п'яті металю заряду, це обумовлено тим фактом, що площа поперечного перерізу у напрямку руху загального магнітного потоку менша ніж у корпусі магніту та стакані. За результатами проведеного чисельного експерименту визначено, що зусилля утримання металю заряду 1000 Н досягається при струмі котушки 2,41 А.

Ключові слова: газодетонаційний пусковий пристрій; метод скінчених елементів; чисельне дослідження; електромагнітне утримання металю заряду.

Вступ. Досвід використання транспортних засобів підвищеної прохідності в небезпечних умовах потребує створення систем підвищення безпеки за рахунок використання димових металю зарядів. Іноземний досвід використання подібних систем, показав необхідність удосконалення транспортних засобів для використання у міській місцевості шляхом встановлення пускових пристроїв. Пусковий пристрій змонтовано у верхній частині транспортного засобу, що дозволяє використовувати основне обладнання у міських умовах. На українських транспортних засобах встановлюються системи для запуску димових металю зарядів, проте дальність їх застосування не перевищує 300 м, що обмежує їх ефективність у сучасних вимогах. Це показує необхідність подальшого вдосконалення вітчизняних транспортних

засобів для кращого пристосування до міських умов та підвищення ефективності димоутворення.

Транспортні засоби підвищеної прохідності активно використовуються у міських умовах, однак використання основного обладнання в таких умовах стиснено [1] у зв'язку з наявністю багатоповерхових будівель або різних споруд. Досвід західних країн показав важливість розширення робочих можливостей транспортних засобів для ефективного виконання завдань у складних міських умовах. Одним із рішень стало їх оснащення пусковими димоутворюючими пристроями, які дозволяють покращити їхню маневреність і ефективність [2–4].

Це обладнання надає можливість запуску металю зарядів різного призначення, що дозволяє підвищити загальну ефективність основного обладнання, а також проводити димоутворення. Таким



чином, оснащення транспорту пусковими пристроями для димоутворення є важливим кроком для підвищення загальної ефективності транспортних систем у міських умовах.

В Національному технічному університеті «Харківський політехнічний інститут» розроблено інноваційний газодетонаційний пусковий пристрій з можливістю регулювання енергії запуску, що суттєво розширює можливості використання цього обладнання. Було створено діючий експериментальний зразок пускового пристрою, який успішно пройшов випробування, що підтвердили працездатність нової технології метання зарядів з використанням газової суміші [5–8]. Основною особливістю розробки є використання газодетонаційного заряду для регулювання дальності польоту. На відміну від класичних пускових пристроїв, зміна дальності досягається не шляхом зміни кута нахилу пускової установки, а шляхом регулювання енергії запуску при сталому куті нахилу. Це рішення стало можливим завдяки використанню газової горючої суміші, що також дозволило інтегрувати систему керування запуску з пристроєм до системи загального управління. Такий підхід забезпечує можливість запуску у режимі напівпрямого керування, що дозволяє оперативніше використовувати систему у робочих обставинах, особливо в міських умовах, де швидко реагування та точність є вирішальними факторами. Крім того, передбачається, що новий пусковий пристрій буде оснащений автоматичною системою подачі металюного заряду, що підвищує його функціональні можливості.

Для впровадження цієї новітньої технології у вітчизняне виробництво необхідно провести подальші наукові дослідження та розробити систему керування для газодетонаційного пускового пристрою. Основними параметрами, які використовуються для керування енергією запуску, є початковий тиск та об'єм стисненого газового заряду. Величина цих параметрів залежить від умов нагнітання газового заряду в пристрої, що впливає на його подальші характеристики під час ініціювання запалення. Експериментальні дослідження були проведені з метою визначення впливу умов нагнітання газового заряду на його стан до моменту запалення. Зокрема, аналізувалися вплив тиску нагнітання на параметри газового заряду в момент спрацювання клапану. Результати досліджень показали, що тиск нагнітання має суттєвий вплив на кінцевий тиск газового заряду під час повного спрацювання клапану, що є важливим фактором для точного контролю дальності польоту [9].

Ці висновки є основою для подальших розробок у створенні автоматизованої системи керування пусковим пристроєм, яка б дозволяла оперативніше адаптувати параметри запуску залежно від конкретних умов використання. Важливим елементом автоматизованого приводу керування пусковим пристроєм є система електромагнітного утримання заряду, яка буде створена шляхом розробки електромагніту броньового типу з охопленням магнітним потоком сталевго корпусу заряду з досягненням сили утримання 1000 Н [9].

Мета статті. Визначення зусиль у системі електромагнітного утримання металюного заряду газодетонаційного пускового пристрою для димоутворення.

Задачі дослідження:

- проведення розробки тривимірної моделі електромагніту системи утримання металюного заряду газодетонаційного пускового пристрою;
- розробка скінчено-елементної моделі електромагніту системи утримання металюного заряду;
- проведення чисельного експерименту по визначенню зусилля утримання металюного заряду в залежності від струму котушки магніту.

Результати дослідження. На рис. 1 приведено розроблену у CAD-системі тривимірну модель електромагніту системи утримання металюного заряду газодетонаційного пускового пристрою з елементами його конструкції та конструкції димового металюного заряду. Модель складається з корпусу електромагніту (поз. 3) та основи, які виготовлено зі сталі 20 (поз. 6). У корпусі магніту розташовано котушку (поз. 4), яку намотано на каркас, який умовно не показано. На котушку намотувався провід ПЕТВ-2 з поліефірною лаковою ізоляцією діаметром 1,56 мм. Намотано 7 шарів обмотки по 45–47 витків у кожному шарі. Загальна кількість витків обмотки склала 322 витка.

Каркас розташовано на осерді котушки (поз. 5), що виготовлено з електротехнічної сталі 10895 діаметром 40 мм.

Електромагніт розташовано у стакані (поз. 2) у який встановлено направляючу пускового пристрою (поз. 1). До стакану подається газодетонаційна суміш, а направляюча спрямовує політ металюного заряду. Ці два конструктивні елементи виготовлено зі сталі 20. Для обмеження доступу газів в процесі горіння газодетонаційної суміші до обмотки у конструкції встановлено немагнітну кришку (поз. 10), яка захищає котушку від впливу високих температур і тиску, та виконана зі сталі 08X18H10T.

Для розрахунку зусиль, які діють на металюний заряд, необхідно додати в тривимірну модель заряду з п'ятою (поз. 7), яка призначена для замикання магнітного потоку та створення зусиль, що утримують її (поз. 9). П'ята має хрестоподібний вигляд, що необхідно для зменшення аеродинамічних зусиль при польоті заряду. Вона виготовляється зі сталі 20. Металюний заряд, для зменшення маси, виготовлено з немагнітного сплаву. Для кріплення п'яти застосовується гвинт зі сталі 20 (поз. 8).

Слід відмітити, що тривимірна модель не має ані плоско-паралельної, ані аксіальної симетрії, що не дає можливості застосувати спрощення моделі для розрахунку зусилля до двомірної. Тому, для розрахунку використано середовище тривимірного моделювання магнітного поля магніту.

Згідно методу скінчених елементів розроблено скінченно-елементну адаптовану сіткову модель, яку наведено на рис. 2. Особливістю її є те, що найбільшу густину сітки встановлено у зоні п'яти металюного заряду.

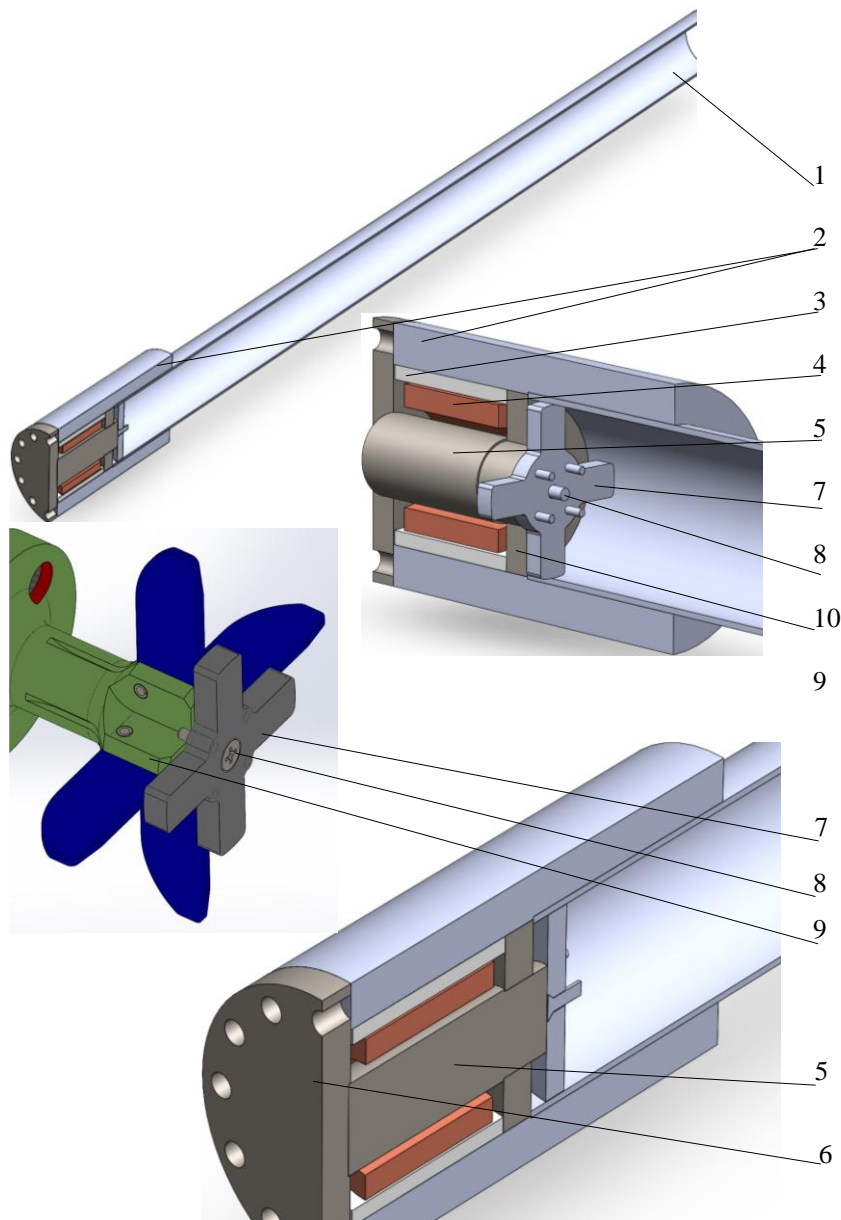


Рисунок 1 – Тривимірна модель електромагніту системи утримання металевих зарядів газодетонаційного пускового пристрою:

1 – направляюча пускового пристрою; 2 – стакан для електромагніту; 3 – корпус електромагніту; 4 – котушка електромагніту; 5 – осердя котушки; 6 – основа; 7 – п'ята металевих зарядів; 8 – гвинт кріплення п'яти до хвостовика металевих зарядів; 9 – хвостовик заряду; 10 – немагнітна кришка

Застосовані граничні умови 1-го роду за зовнішнім паралелепіпедом, що встановлено на відстані до 15 мм від границь тривимірної моделі.

Параметри нелінійних магнітних матеріалів сталі 20 та електротехнічної сталі 10895 додано до скінчено-елементного аналізу у вигляді сплайн апроксимованих кривих намагнічування.

Простір не зайнятий тривимірною моделлю у розрахунковому паралелепіпеді заповнено повітрям.

При проведенні чисельного експерименту струм у обмотці змінюється від 0 до 12 А. За результатами розрахунків отримано розподіл магнітного поля у вигляді магнітної індукції у розрахунковій області. Розподіли індукції при різних значеннях струму мають

подібний вигляд, однак індукція збільшується зі збільшенням струму, що обумовлено збільшенням напруженості поля при збільшенні сумарного струму. Розподіл індукції за струмом 10 А наведено на рис. 3-5 у різних перерізах. Як видно з рис. 3-5, найбільше значення індукції в інтервалі від 2,2 до 2,7 Тл знаходиться у п'яті металевих зарядів і це обумовлено тим фактом, що площа поперечного перерізу у напрямку руху загального магнітного потоку менше ніж у корпусі магніту та стакані. Таким чином, при розробці нових видів металевих зарядів необхідно враховувати можливість збільшення площі цього перерізу, або застосування п'ят з електротехнічної сталі.

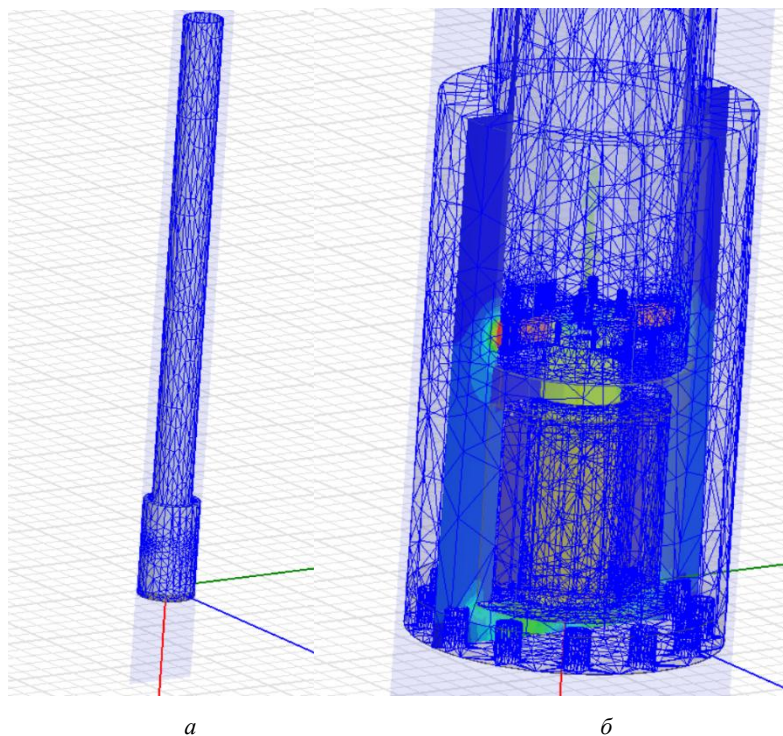


Рисунок 2 – Скінчено-елементна сітка для розрахунку електромагніту:
 а – загальний вигляд; б – сітка в зоні магніту

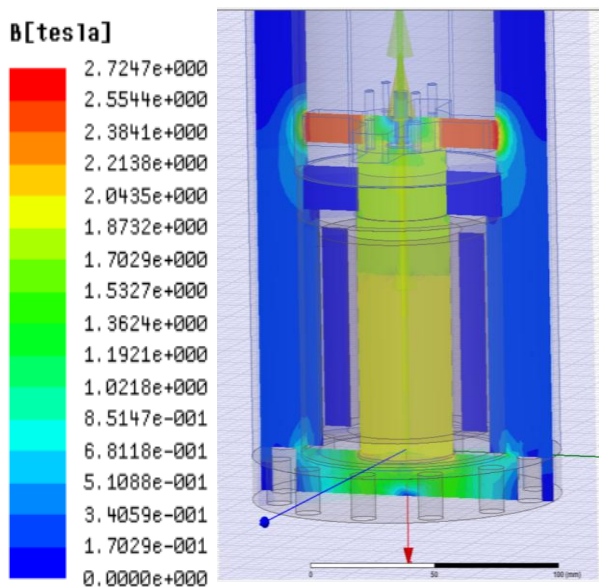


Рисунок 3 – Результати розрахунку магнітного поля електромагніту у перерізі виду з боку при струмі котушки магніту 10 А

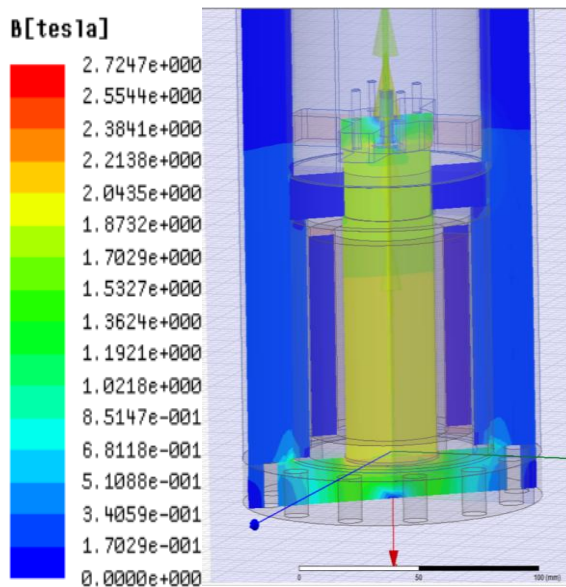


Рисунок 4 – Результати розрахунку магнітного поля електромагніту в перерізі площини, яку повернуто на 45° щодо виду з боку при струмі котушки магніту 10 А

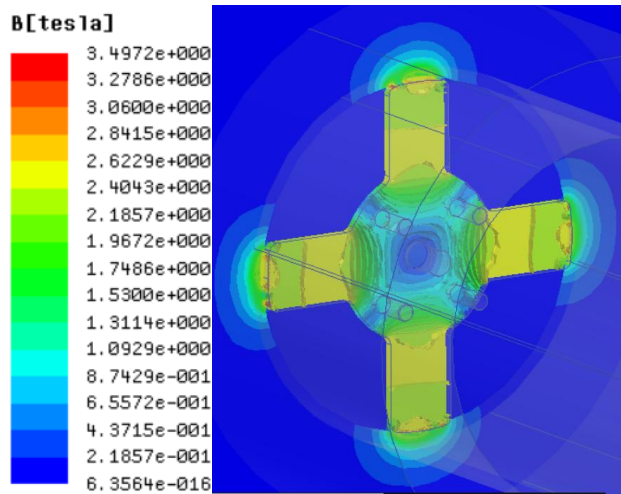


Рисунок 5 – Результати розрахунку магнітного поля електромагніту у перерізі виду з переду на п'яту при струмі котушки магніту 10А

За результатами чисельного експерименту по розрахункам магнітного поля визначено силу, яка діє на п'яту металюного заряду. Результати наведено у табл. 1 та на рис. 6.

Таблиця 1 – Результати чисельного експерименту

Струм, А	Магніторухійна сила, ампер-виток	Зусилля, Н	Струм, А
0	0	0	0
1	322	622	1
2	644	927	2
3	966	1108	3
4	1288	1220	4
6	1932	1346	6
8	2576	1399	8
10	3220	1445	10
12	3864	1448	12

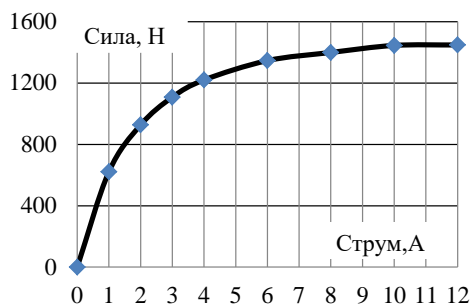


Рисунок 6 – Результати чисельного експерименту щодо розрахунку сили у системі електромагнітного утримання металюного заряду газодетонаційного пускового пристрою

Характер залежності сили, що діє на металюний заряд, від струму має нелінійний характер та подібний щодо кривої намагнічування, що обумовлено насиченням магнітної системи електромагніту. Необхідне зусилля утримання металюного заряду 1000 Н досягається при струмі 2,41 А.

Висновки. Створено тривимірну модель електромагніту системи утримання металюного заряду газодетонаційного пускового пристрою з застосуванням САД системи тривимірного

моделювання. Визначено, що тривимірна модель не має ні плоско-паралельної, ні аксіальної симетрії, що не дає можливості застосувати спрощення моделі для розрахунку зусилля до двомірної. Тому, для розрахунку треба використовувати середовище тривимірного моделювання магнітного поля магніту.

Розроблено скінчено-елементну модель електромагніту системи утримання металюного заряду, на підставі тривимірної постановки задачі розрахунку магнітного поля. Визначено, що розподіли індукції при різних значеннях струму мають подібний вигляд, однак індукція збільшується зі збільшенням струму, що обумовлено збільшенням напруженості поля при збільшенні сумарного струму; найбільше значення індукції від 2,2 Тл. до 2,7 Тл. знаходиться у п'яті металюного заряду, це обумовлено тим фактом, що площа поперечного перерізу у напрямку руху загальноного магнітного потоку менша ніж у корпусі магніту та стакані.

За результатами проведеного чисельного експерименту визначено, що зусилля утримання металюного заряду 1000 Н досягається при струмі 2,41 А.

Подяка. Робота виконана за фінансової підтримки Національного Фонду Досліджень України. Реєстраційний номер проекту: 2023.04/0101, «Автоматизований привід наведення та система управління газодетонаційного міномету для пострілу димовими мінами».

Список літератури

1. Сакун О.В., Історія та перспективи застосування танкових мінометів. *Механіка та машинобудування*, Харків, 2018. № 1. С. 89–96.
2. Merkava 4. Army Recognition. URL: <https://www.armyrecognition.com/military-products/army/main-battle-tanks/main-battle-tanks/merkava-iv-4-israel-uk> (дата звернення 05.09.2024).
3. Lye H. Future of Streetfighter Challenger 2: Enhancing Urban Combat Capabilities. *Army Technology*. URL: <https://www.army-technology.com/features/streetfighter-challenger-2/?cf-view> (дата звернення: 05.09.2024).
4. Maundrill B. British Army demos new Challenger 2 urban operation concept. *Shephard Media*. URL: <https://www.shephardmedia.com/news/landwarfareintl/british-army-demos-new-challenger-2-urban-operatio/> (дата звернення: 05.09.2024).
5. Коритченко К. В., Сакун О. В., Ісаков О. В. Перспективи застосування газових детонаційних систем метання на танку. *Перспективи розвитку озброєння та військової техніки Сухопутних військ*: збірник тез доповідей Міжнародної науково-технічної конференції, м. Львів, Україна, 18–20 трав. 2016 р. С. 40.
6. Experimental investigation of the fireextinguishing system with a gas-detonation charge for fluid acceleration / K. Korytchenko et al. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2018. Vol. 3, no. 5 (93). P. 47–54. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2018.134193>.
7. Коритченко К. В., Сакун О. В., Хілько Ю. В., Цебрюк І. В., Белоусов І. О. Параметри пострілу газодетонаційної системи метання. *Системи обробки інформації*. 2015. № 10 (135). С. 215–218.
8. О.В. Сакун, Ю. В. Хілько, К. В. Коритченко, І. О. Белоусов, О. В. Ісаков Експериментальне дослідження системи метання газо-детонаційним зарядом. *Механіка та машинобудування*. 2015. № 1. С. 128–134.
9. Б. Г. Любарський, С. Ю. Кривошеєв, О. В. Єресько, В. І. Галиця, І. В. Поляков, Д. Б. Любарський. Експериментальне

дослідження процесу нагнітання стисненого газового заряду у газо-детонаційному мінометі. *Механіка та машинобудування*. 2024. № 1. С. 157–168. Інв. №715.

References

1. O. V. Sakun, "History and prospects of mortars application for tanks", *Mekhanika ta mashynobuduvannia [Mechanics and mechanical engineering]*, no. 1, pp. 89–96, 2018. (in Ukrainian)
2. "Merkava 4." Army Recognition. Accessed: Sep. 5, 2024. [Online]. Available: <https://www.armyrecognition.com/military-products/army/main-battle-tanks/main-battle-tanks/merkava-iv-4-israel-uk>
3. H. Lye. "Future of streetfighter Challenger 2: Enhancing urban combat capabilities." Army Technology. Accessed: Sep. 5, 2024. [Online]. Available: <https://www.army-technology.com/features/streetfighter-challenger-2/?cf-view>
4. B. Maundrill. "British Army demos new Challenger 2 urban operation tank concept." Shephard Media. Accessed: Sep. 5, 2024. [Online]. Available: <https://www.shephardmedia.com/news/landwarfareintl/british-army-demos-new-challenger-2-urban-operatio/>
5. K. V. Korytchenko, O. V. Sakun, and O. V. Isakov, "Perspektyvy zastosuvannia hazovykh detonatsiinykh system metannia na tanku [Prospects for the use of gas detonation throwing systems on a tank]", in *Perspektyvy rozvytku ozbroiennia ta viiskovoi tekhniky Sukhoputnykh viisk [Prospects for the Development of Weapons and Military Equipment of the Land Forces]*, Lviv, Ukraine, May 18–20, 2016. Lviv: Hetman Petro Sahaidachny Nat. Army Acad., 2020, p. 40. (in Ukrainian)
6. K. Korytchenko *et al.*, "Experimental investigation of the fire-extinguishing system with a gas-detonation charge for fluid acceleration", *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, vol. 3, no. 5 (93), pp. 47–54, Jun. 2018, doi: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2018.134193>
7. K. V. Korytchenko, O. V. Sakun, Yu. V. Khilko, I. V. Tsebriuk, and I. O. Bielousov, "Shot parameters of gas detonation throwing system", *Information Processing Systems*, no. 10 (135), pp. 215–218, 2015. (in Ukrainian)
8. O. V. Sakun, Yu. V. Khilko, K. V. Korytchenko, I. O. Belousov, and O. V. Isakov, "Experimental investigation of mortar with gazo-detonation charge", *Mekhanika ta mashynobuduvannia [Mechanics and mechanical engineering]*, no. 1, pp. 128–134, 2015. (in Ukrainian)
9. B. H. Liubarskyi, S. Yu. Kryvosheiev, O. V. Yeresko, V. I. Halysia, I. V. Poliakov, and D. B. Liubarskyi, "Eksperymentalne doslidzhennia protsesu nahnitannia stysnenoho hazovoho zariadu u hazo-detonatsiinomu minometi [Experimental Study of the Process of Compressed Gas Charge Injection in a Gas Detonation Mortar]", *Mekhanika ta mashynobuduvannia [Mechanics and mechanical engineering]*, no. 1, pp. 157–168, 2024. Inv. №715. (in Ukrainian)

Надійшла (received) 27.11.2024

UDC 629.429.3:621.313

BORYS LIUBARSKYI ✉ – Doctor of Technical Science, Full Professor, Head of the Department of Electric Transport and Diesel Locomotive Engineering, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2985-7345>; e-mail: lboris1911@ukr.net.

SERHII KRYVOSHEIEV – Candidate of Technical Sciences (PhD), Head of the Department of Industrial and Biomedical Electronics, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8771-2961>; e-mail: Serhii.Kryvosheiev@khp.edu.ua.

OLEKSANDR ERESKO – Candidate of Technical Sciences (PhD), Associate Professor of the Department of Industrial and Biomedical Electronics, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3521-5314>; e-mail: oleksandr.eresko@khp.edu.ua.

VITALII GALITSA – Candidate of Technical Sciences (PhD), Researcher of the Department of Physical Education, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7189-617X>; e-mail: vitaliy.galitsa@gmail.com.

IGOR POLIAKOV – Candidate of Technical Sciences (PhD), Associate Professor of the Department of General Electrical Engineering, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9329-1705>; e-mail: Ihor.V.Poliakov@khp.edu.ua.

DMYTRO LIUBARSKYI – Technician of 1 category, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3535-9809>; e-mail: lboris1911@ukr.net.

DETERMINATION OF EFFORT IN AN ENERGY-EFFICIENT SYSTEM OF ELECTROMAGNETIC CHARGE HOLDING

The article considers the conduct of a numerical experiment to determine the forces in the system of electromagnetic retention of the propellant charge of a gas detonation launcher based on the calculation of the magnetic field by the finite element method in a three-dimensional formulation of the problem. In order to introduce the technology of launching a propellant charge using a gas detonation launcher into domestic production, a study was conducted and a control system was developed, an element of which is an electromagnetic charge retention device. The main parameters used to control the launch energy are the initial pressure and the volume of the compressed gas charge. The value of these parameters depends on the conditions of injection of the gas charge into the device, which affects its further characteristics during the initiation of ignition. A study was conducted to determine the influence of the conditions of injection of the gas charge on its state before the moment of ignition. In particular, the influence of the injection pressure on the parameters of the gas charge at the moment of valve actuation was analyzed. The results of the research showed that the injection pressure has a significant effect on the final pressure of the gas charge during the full operation of the valve, which is an important factor for precise control of the flight range. A numerical experiment was conducted in which the current in the winding varies from 0 A to 12 A. According to the results of the calculations, the distribution of the magnetic field in the form of magnetic induction in the calculated region was obtained. The distributions of induction at different values of the current have a similar appearance, however, the induction increases with increasing current, which is due to the increase in the field strength with an increase in the total current. It was determined that the largest value of induction from 2.2 T. to 2.7 T. is located in the heel of the propelling charge, this is due to the fact that the cross-sectional area in the direction of the total magnetic flux is smaller than in the magnet body and the cup. According to the results of the numerical experiment, it was determined that the force of holding the projectile charge of 1000 N is achieved at a coil current of 2.41 A.

Keywords: gas detonation launcher; finite element method; numerical study; electromagnetic confinement of a propelling charge.

НИКОНОВ МИКОЛА СЕРГІЙОВИЧ ✉ – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0542-7594>; e-mail: mykola.nikonov@ieee.khpi.edu.ua

ШЕВЧЕНКО СЕРГІЙ ЮРІЙОВИЧ – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9658-7787>; e-mail: Sergii.Shevchenko@khpi.edu.ua

АНАЛІЗ ВИДІВ ПРОБООЮ ПОЛІМЕРНОЇ ІЗОЛЯЦІЇ

В роботі досліджено теорію утворення каналу електричного пробую в полімерних діелектриках. Процес експлуатації електричних мереж досить складний, бо діелектричні матеріали під дією напруженості електричного поля втрачають свої ізоляційні властивості, що спричинює руйнування молекулярних зв'язків. Такому явищу дали назву пробую діелектрика або порушення його електричної міцності та втрати діелектричних властивостей, з наступним утворенням каналу пробую з високою електричною провідністю. Додаткові фактори, такі як умови охолодження ізоляції, зовнішнє механічне навантаження, дія ультрафіолетового випромінювання, температура навколишнього середовища, вологість повітря, наближеність до магістральних шляхів, на яких періодично проводять обробку хімічними реагентами, ступінь забрудненості району, наявність колоній грибів на поверхні, прискорюють процес руйнування ізоляційних властивостей діелектрика. У роботі розглянуто класифікацію видів пробую полімерної ізоляції за фізичною природою виникнення, як-от електричний, електротепловий (тепловий), електромеханічний та електрохімічний пробую. Дослідження цих процесів має суттєвий вплив, адже процес діагностики неозброєним оком деяких видів пробую ускладнюється через протікання процесу всередині ізоляції та не завдає пошкодження всьому ізоляту на відміну від класичної фарфорової або скляної. Прикладом такого процесу є електротепловий пробую. Причина його виникнення зумовлена порушенням теплової рівноваги в діелектрику між процесами тепловиділення та тепловіддачі. Зростання температури діелектрика збільшує його електропровідність, збільшуються струми витоку та виділяється в ізоляції тепло. Підвищення температури впливає на збільшення електропровідності діелектрика, що також виділяє додаткове тепло та створює лавиноподібний процес розігріву діелектрика та подальшого пробую.

Ключові слова: полімерна ізоляція; електричний пробую; електротепловий пробую; електромеханічний пробую; електрохімічний пробую.

Вступ. Полімерні матеріали: поліетилен, поліетилен високої та низької щільності, поліпропілен, полівінілхлорид широко використовуються в різних електротехнічних приладах та пристроях низьких та високих класів напруги, оскільки їхня діелектрична міцність перебуває в діапазоні значень 10^6 – 10^9 В/см при кімнатній температурі.

В енергетиці полімерні матеріали набули широкого застосування для ізоляції пристроїв електричної мережі один від одного та як діелектричний компонент конденсаторів. Для використання композитних матеріалів як ізоляції, необхідно забезпечити якомога меншу ємність, зберігши хімічні та механічні властивості. Тому бажано використовувати матеріал з низькою відносною діелектричною проникністю. Інше застосування вимагає високого значення діелектричної проникності, бо це зменшує розміри конденсатора до мінімального значення [1].

Для композитних ізоляторів використовуються три класи матеріалів: вуглеводневі еластомери, епоксидні смоли (компаунди), силіконові еластомери. Серед переваг композитної ізоляції порівняно з фарфоровою та скляною можна виділити низький рівень радіоперешкод, зручність транспортування, меншу вагу, простий монтаж [2].

Конструкція композитної ізоляції складається з окремих полімерних елементів (тарілок) або з монолітної полімерної оболонки. Вони змонтовані на скловолоконному стрижні, на якому тримається конструкція. У деяких випадках використовується

проміжний шар діелектрика для збільшення міцності. Така конструкція забезпечує нерівномірний розподіл ліній електричного поля, що призводить до появи коронного розряду в місцях з високим градієнтом напруги, який зосереджується в таких місцях, як кінцеві металеві частини гірлянди ізолятора, у межах штанги скловолоконного стрижня та на поверхні і в повітряному просторі полімеру.

Інша причина появи локальних розрядів на поверхні є результатом забруднення ізолятора. Цей процес викликає ерозію композитного матеріалу, утримувального стрижня та подальшу деградацію ізоляції. Додаткове посилення процесу руйнації композиту забезпечується механічним зовнішнім навантаженням, дією ультрафіолетового випромінювання, порушенням тепловідведення. Такі чинники призводять до появи пробую ізоляції. На місці пробую виникає дуга, яка викликає плавлення, обгорання, розтріскування або розкладання кристалічної структури полімеру як діелектрика, так і електродів. У результаті такого процесу залишається слід, подібний до пробитого, проплавленого, пропаленого отвору. Для електричних апаратів пробую ізоляції — це явище аварійного характеру, що виводить з ладу ділянки мережі та потребує ремонту або заміни.

Процес електричного пробую діелектрика включає декілька фаз та є результатом передпробійних процесів, таких як утворення дефектів, збудження електронним ударом, високовольтна поляризація, іонізація центрів люмінесценції та іонів у кристалічній



решітці матриці, окислення та гідроліз, забруднення ізолятора.

Мета статті. Розглянути теорію процесу утворення каналу електричного пробую в полімерній ізоляції та проаналізувати класифікацію видів пробую полімерної ізоляції за фізичною природою виникнення.

Огляд літератури. У публікації [1] розглянуто застосування термопластичних, термореактивних полімерів та надано короткий опис функцій кожної підсистеми. Представлено характеристики, механічні властивості полімерних матеріалів, такі як ударна в'язкість, випробування на розтяг, випробування на вигин, термічні властивості, такі як деформація при знятті напруги у формі, загальні термічні індекси, відносна теплоємність і відносний термічний індекс. Описано методи оцінки придатності полімерів для електричної ізоляції.

У роботі [2] проведено аналіз та систематизовано основні види механічного видимого пошкодження полімерної ізоляції. Автор зробив висновки, щодо подальшої експлуатації ізоляції при різних видах пошкодження. Пошкодження умовно розділяються на ті, при яких ізолятор допустимо експлуатувати або необхідна негайна заміна. До першої групи відносяться вапнування, витік з'єднувального наповнювача, накопичення бруду, ріст плісняви та водоростей, зменшення гідрофобності поверхні, механічні пошкодження, незначне пошкодження внаслідок дуги, корозія, поверхневі мікротріщини. До другої групи можна віднести: пошкодження, оголення склопластикового стрижня, поверхневі тріщини, що перевищують значення 0,1 мм, значна ерозія поверхні матеріалу, пробій поверхні, колонії грибів. Для кожного виду дефекту дано короткий опис причини виникнення, тривалості процесу та рекомендації щодо подальшої експлуатації.

У роботі [3] досліджено протікання процесів виникнення струму перед пробую й час його формування в зразках поліетилену з конфігурацією електродів точка-площина. Для реєстрації значення струму використовувався світлодіод, ввімкнений у розрядний проміжок.

В іншій роботі [4], проведено дослідження пробую полімерних зразків на передньому фронті імпульсу, який залежить від часу наростання напруги. У роботі наведено вимір діелектричної проникності плівки поліетилену товщиною 3 мкм імпульсом негативної полярності амплітудою 2,5 кВ. Показано, що зі зменшенням тривалості переднього фронту від 10 пс до 10 нс значення електричного поля зростає від 5,5 до 7 МВ/см. Полімери, як і іонні кристали, характеризуються збільшенням діелектричної проникності електричного поля, коли до них прикладається напруга негативної полярності.

У публікаціях [5, 6] досліджено процес руйнування полімерів шляхом ударної іонізації макромолекул та утворення електронних лавин. Представлено модель формування лавинного пробую в твердих діелектриках та сформульовано висновки щодо потужності електричного пробую.

Теорія утворення каналу електричного пробую в полімерних діелектриках. Атом карбону має чотири валентні електрони, які беруть участь у формуванні зв'язку з іншими атомами. Властивості органічних діелектриків зумовлені наявністю ковалентних зв'язків з sp^3 -орбіталями атома карбону [7].

Прикладом органічного діелектрика є поліетилен, структурний зв'язок якого зображено на рис. 1.

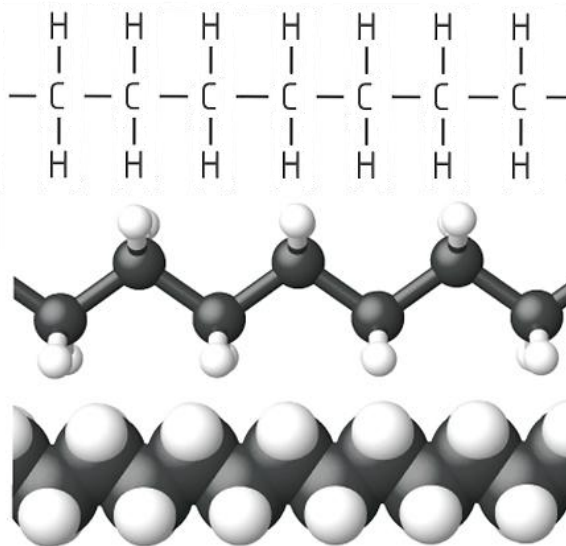


Рисунок 1 – Схема зв'язків в структурі поліетилену

Атом вуглецю формує чотири зв'язки з сусідніми атомами. Такі утворення виникають шляхом перекривання sp^3 -орбіталей, два з яких – атомами карбону, а інші – атомами водню. Енергетичні рівні в органічних матеріалах називають молекулярними орбіталями. При цьому, найнижча незайнята молекулярна орбіталь й найвища зайнята молекулярна орбіталь розділені забороненою зоною [7].

У кристалічній структурі діелектрика необхідна наявність ближнього і дальнього порядку решітки. Кристалічна структура полімеру виникає, коли довгі молекули розташовані більш-менш паралельно одна одній.

Органічні діелектрики характеризуються стрибкоподібною провідністю. Перенесення носіїв заряду діелектрика відбувається шляхом стрибків між локальними електричними станами сусідніх молекул [7]. Початок формування каналу пробую визначається процесами метал-діелектрик. При значенні напруженості поля 10^6 В/см реальна напруженість поблизу електродів може досягати 10^9 В/см. У верхньому шарі діелектрика утворюються іони C^{2+} з дірками на sp^3 -орбіталях внаслідок тунельного переходу електронів [7].

Розвиток каналу пробую в поліетилені пов'язаний з прямолінійним перенесенням позитивного заряду послідовно до найближчих атомів вуглецю і генерацією електронів до зони провідності. Частина з них рекомбінується з дірками з подальшим виділенням тепла. Надлишкова енергія витрачається на розрив хімічних зв'язків і утворення вільних макромолекул.

Тепловий тиск утворює канал, який тягнеться від позитивного електрода вглиб матеріалу. Діаметр каналу пробою визначається розміром шару іонів C^{2+} у верхньому шарі діелектрика і лінійно зростає зі збільшенням напруженості зовнішнього поля та провідності [8]. Процес руху каналу пробою може затримуватися утворенням поверхневого шару іонів C^{2+} . Модель каскадних переходів передбачає умову ініціювання пробою в діелектрику та утворення поверхневого шару іонів C^{2+} за рахунок тунельного переходу електронів з полімеру в метал.

Механізм пробою є складним явищем у випадку твердих тіл і змінюється залежно від часу прикладання напруги, як показано на рис. 2 [5, 9]. За фізичною природою виникнення пробою ізоляції та прояву з плином часу можна класифікувати наступним чином: електричний, електромеханічний, електротепловий, електрохімічний. Час виникнення електричного пробою досягає значень від 10^{-9} до 10^{-6} с, при цьому значення електромагнітного $10\text{--}100$ МВ/см. Для електротеплового та електромеханічного пробою процес виникає при значенні електричного поля 1 МВ/см, за час від 10^{-6} до 10^2 с. Для виникнення електрохімічного пробою необхідно досить тривалий період часу від 1 секунди до 1 місяця та низьке значення електромагнітного поля, внаслідок процесу окиснення та гідролізу.

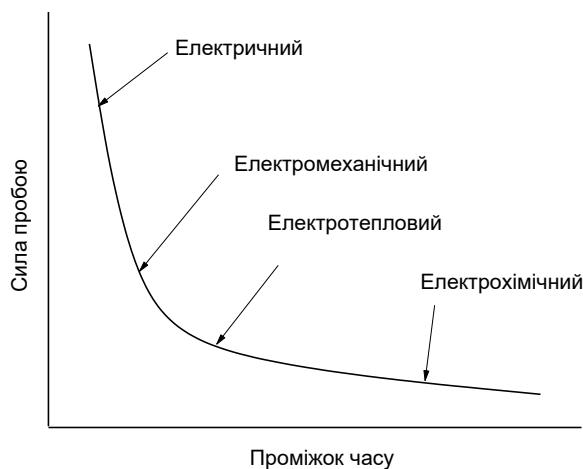


Рисунок 2 – Зміна сили пробою з плином часу після подачі напруги

Електричний пробій. Електричний пробій залежить від наявності вільних електронів, які здатні мігрувати через кристалічну решітку діелектрика. Зазвичай в твердих діелектриках присутня невелика кількість домішок та структурних недосконалостей, в яких накопичуються електрони в наслідок дії електричного поля. Внутрішній пробій виникає коли з деяких початкових електронів у твердому тілі створюється електронна лавина, в якій електрони розсіюють енергію свого руху, збуджуючи пружні коливання кристалічних ґраток. У цьому процесі, при досягненні певної критичної швидкості, відщеплюються нові електрони й виникає ударна іонізація електронами у твердому тілі. У свою чергу,

даний вид можна розділити на пробій макроскопічних однорідних та неоднорідних діелектриків.

Перший підвид характеризується стрімким розвитком протікання процесу, за час від 10^{-9} до 10^{-6} с і не обумовлений тепловою енергією, хоча електрична міцність при електричному пробі до деякої міри залежить від температури. Даний вид пробою передбачає відсутність впливу електропровідності, діелектричних втрат, іонізації газових включень та чинників, які сприяють нагрівання матеріалу.

Електричний пробій неоднорідних діелектриків характерний для матеріалів, що містять газові включення. Перебіг процесу має стрімкий розвиток та велику швидкість. Електрична міцність твердих діелектриків не залежить від товщини матеріалу в однорідному полі й температури до певного значення, інакше виникає електричне зниження міцності матеріалу та розвивається процес теплового пробою.

Електромеханічний пробій. Електромеханічний пробій супроводжується механічним руйнуванням і утворенням мікротріщин під дією активності електричного поля або, в деяких випадках, дії ультрафіолетових променів сонця, що викликає розрив зв'язку між тарілками деяких діелектриків.

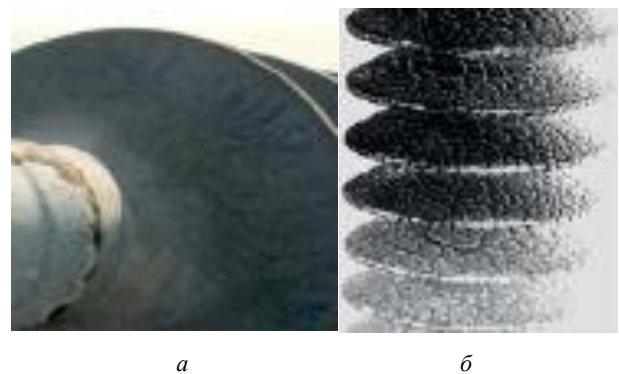


Рисунок 3 – Тріщини на поверхні ізолятора [2]:
а – глибиною менше $0,1$ мм; б – глибиною більше $0,1$ мм

На рис. 3 а показано поверхні мікротріщини глибиною менше $0,1$ мм. Як показано в роботі [2], вони не становлять значної загрози для подальшої роботи ізолятора, але потребують додаткового контролю, бо може статися значне пошкодження. У випадку, якщо глибина тріщини перевищує значення $0,1$ мм рис. 3 б, то це призводить до накопичення значної кількості бруду, що сприяє появі поверхневих трекінгів в зоні дії електричного поля і можливого оголення склопластикового стрижня.

Електротепловий (тепловий) пробій. Причиною такого пробою є руйнування твердого діелектрика під впливом тепла, що виділяється в результаті порушення тепловідведення від внутрішньої області діелектрика. Полімери, як і іонні кристали, характеризуються збільшенням діелектричної напруженості електричного поля, коли подається напруга негативної полярності. Пробивна напруга при даному пошкодженні також залежить від таких факторів, як частота електричного поля, умов охолодження ізоляції, температури навколишнього середовища, ступеня

забрудненості району, наявність грибка або колонії грибів на поверхні.

Пробій композитного матеріалу на передньому фронті імпульсу сильно залежить від часу наростання напруги. Протягом періоду електричного пробою, близько 90 нс, струм лінійно зростає від нуля до певного значення з подальшим різким стрибком у момент, коли на поверхні матеріалу з'являється канал пробою. Як показано в роботі [10], середній струм становить близько 5 мА. При діаметрі каналу 1–10 мкм густина струму становить близько від $5 \cdot 10^3$ до $5 \cdot 10^5$ А/см². Швидкість руху фронту пробійного каналу при імпульсі напруги позитивної полярності становить $1,6 \cdot 10^6$ см/с, а негативної полярності в межах від 10^3 до 10^4 см/с [3, 11]. При цьому, канал пробою виникає від позитивно зарядженого електрода вглиб діелектрика, так званий анодний пробій [7].

Теоретичні моделі розриву враховують утворення вільних носіїв заряду та дезорганізацію полімеру. У роботах [10, 12] запропоновано пояснення даного явища, яке складається з декількох стадій розриву. Цей процес включає введення електронів з катода в полімер і захоплення введених електронів з виділенням енергії, що приблизно пропорційне глибині введення. Далі енергія передається іншому електрону, таким чином виникають «гарячі» електрони. Вони спричиняють розрив макромолекул на вільні неспарені електрони (радикали). Середня довжина вільного пробігу електронів збільшується в областях з меншою густиною (через руйнування макромолекул). Це створює умови для ударної іонізації молекул, що призводить до різкого збільшення струму. Тепло, що виділяється, викликає деструкцію полімеру і утворення каналу пробою [7].

Електрохімічний пробій. Даний вид пробою найбільш характерний для органічних діелектриків та виникає в мережах постійної та змінної напруги низької частоти через процес електрохімічного старіння діелектрика в електричному полі, при якому опір матеріалу ізоляції необоротно зменшується. Розвиток такого процесу займає досить багато часу. У присутності повітря та інших газів відбувається зміна хімічних властивостей діелектричних матеріалів під впливом постійних навантажень. Важливими хімічними реакціями є такі [9]:

Окислення. У присутності повітря або кисню матеріали, такі як гума і поліетилен, піддаються окисленню, що призводить до появи поверхневих мікротріщин.

Гідроліз. Виникає у разі присутності на поверхні твердого діелектрика вологи або водяної пари. У результаті швидко погіршуються електричні властивості діелектричних матеріалів та значно скорочується термін їхньої служби.

Основними чинниками старіння ізоляції діелектрика є високі значення температури та вологості повітря. Навіть за відсутності електричних полів хімічна деградація ізоляційних матеріалів може відбуватися через процеси, такі як хімічна нестабільність при високих температурах, окислення і

розтріскування в присутності повітря і озону, гідроліз під впливом вологи і тепла. Додаткове прискорення старіння ізоляції зумовлене наявністю таких факторів, як ступінь забрудненості району, наближеність до магістральних шляхів, на яких періодично проводять обробку хімічними реагентами, та ін. У результаті у діелектрику виділяється мала кількість хімічно активних речовин, що сприяє утворенню напівпровідникових з'єднань.

Висновки. У роботі проведено теоретичний аналіз процесу утворення каналу електричного пробою в полімерній ізоляції. Проаналізовано класифікацію видів пробою полімерної ізоляції за фізичною природою виникнення.

Діелектрик, як ізоляційний матеріал, втрачає свої властивості, якщо напруженість електричного поля, в якому він знаходиться, перевищує критичне значення. Такому явищу дали назву пробою діелектрика або порушення його електричної міцності та втрати діелектричних властивостей, з наступним утворенням каналу пробою з високою електричною провідністю.

У більшості випадків виникнення процесу пробою залежить від таких факторів, як частота електричного поля, умови охолодження ізоляції, температура навколишнього середовища, ступінь забрудненості району, наявність грибка або колоній грибів на поверхні, наближеність до магістральних шляхів, на яких періодично проводять обробку хімічними реагентами. Як результат, у діелектричному матеріалі виникає хімічна реакція руйнування зв'язків атомів карбону та водню та утворення каналу пробою.

Список літератури

1. Application and suitability of polymeric materials as insulators in electrical equipment / S. K. M. Haque et al. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 10. 2758. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14102758>.
2. Кирик В. В. Особливості використання полімерної ізоляції в електричних мережах. *Гідроенергетика України*. 2018. № 1-2. С. 52–57.
3. Yamada H., Kimura S., Sato T. Electro-optical measurement of prebreakdown current and breakdown time lag in polyethylene using nano-second rectangular pulse voltage. *Proceedings of the 3rd International Conference on Conduction and Breakdown in Solid Dielectrics*, Trondheim, Norway, 3–6 July 1989. P. 87–91. DOI: <https://doi.org/10.1109/icsd.1989.69167>.
4. Zakrevskii V. A., Pakhotin V. A., Sudar' N. T. Effect of the voltage pulse front steepness on the electric strength of polymers. *Technical Physics*. 2018. Vol. 63, no. 12. P. 1814–1819. DOI: <https://doi.org/10.1134/s1063784219010262>.
5. Zhao L., Su J. C., Liu C. L. Review of developments on polymers' breakdown characteristics and mechanisms on a nanosecond time scale. *AIP Advances*. 2020. Vol. 10, no. 3. 035206. DOI: <https://doi.org/10.1063/1.5110273>.
6. Refined dielectric breakdown model for crystalline organic insulators: electro-thermal instability coupled to interband impact ionization / A. M. N. Lima et al. *2010 IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC)*, Atlanta, GA, USA, 23–27 May 2010. P. 63–68. DOI: <https://doi.org/10.1109/ipmhvc.2010.5958296>.
7. Kulikov V. Electrical breakdown of polymer materials. *Norwegian Journal of development of the International Science*. 2021. No. 62(1). P. 51–54.
8. Kulikov V., Yakovlev V., Bobkova L. Model of a streamer discharge channel in monocrystalline CdS. *Norwegian Journal of development of the International Science*. 2020. No. 44(1). P. 21–24.
9. Benha University Faculty of Engineering at Shoubra Electrical Engineering Department. Chapter 4. Breakdown in solid dielectrics. *High Voltage Engineering Course*. 2014.

URL: <https://www.bu.edu.eg/portal/uploads/Engineering,%20Shoubra/Electrical%20Engineering/3103/crs-8705/Files/BREAKDOWN%20in%20SOLID%20DIELECTRICS1.pdf> (дата звернення: 23.08.2024).

10. Liu D., Kao K. C. High-field hole injection, conduction, and breakdown in polyethylene films fabricated by plasma polymerization. *Journal of Applied Physics*. 1991. Vol. 69, no. 4. P. 2489–2496. DOI: <https://doi.org/10.1063/1.348966>.
11. Zakrevskii V. A., Pakhotin V. A., Sudar' N. T. Pulsed electric strength of polypropylene film. *Technical Physics*. 2017. Vol. 62, no. 2. P. 276–281. DOI: <https://doi.org/10.1134/s1063784217020281>.
12. Kao K. C. New theory of electrical discharge and breakdown in low-mobility condensed insulators. *Journal of Applied Physics*. 1984. Vol. 55, no. 3. P. 752–755. DOI: <https://doi.org/10.1063/1.333133>.

References

1. S. K. M. Haque *et al.*, “Application and suitability of polymeric materials as insulators in electrical equipment”, *Energies*, vol. 14, no. 10, May 2021, Art. no. 2758, doi: <https://doi.org/10.3390/en14102758>
2. V. V. Kyryk, “Osoblyvosti vykorystannia polimernoї izoliatsii v elektrychnykh mrezhakh [Features of the use of polymeric insulation in electrical networks]”, *Hidroenerhetyka Ukrainy*, no. 1-2, pp. 52–57, 2018. (in Ukrainian)
3. H. Yamada, S. Kimura, and T. Sato, “Electro-optical measurement of prebreakdown current and breakdown time lag in polyethylene using nano-second rectangular pulse voltage”, in *Proceedings of the 3rd International Conference on Conduction and Breakdown in Solid Dielectrics*, Trondheim, Norway, Jul. 3–6, 1989. pp. 87–91, doi: <https://doi.org/10.1109/icds.1989.69167>
4. V. A. Zakrevskii, V. A. Pakhotin, and N. T. Sudar', “Effect of the voltage pulse front steepness on the electric strength of polymers”, *Technical Physics*, vol. 63, no. 12, pp. 1814–1819, Dec. 2018, doi: <https://doi.org/10.1134/s1063784219010262>
5. L. Zhao, J. C. Su, and C. L. Liu, “Review of developments on polymers' breakdown characteristics and mechanisms on a

- nanosecond time scale”, *AIP Advances*, vol. 10, no. 3, Mar. 2020, Art. no. 035206, doi: <https://doi.org/10.1063/1.5110273>
6. A. M. N. Lima, A. G. S. B. Neto, H. Neff, and E. U. K. Melcher, “Refined dielectric breakdown model for crystalline organic insulators: Electro-thermal instability coupled to interband impact ionization”, in *2010 IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC)*, Atlanta, GA, USA, May 23–27, 2010. pp. 63–68, doi: <https://doi.org/10.1109/ipmhvc.2010.5958296>
7. V. Kulikov, “Electrical breakdown of polymer materials”, *Norwegian Journal of Development of the International Science*, no. 62(1), pp. 51–54, 2021.
8. V. Kulikov, V. Yakovlev, and L. Bobkova, “Model of a streamer discharge channel in monocrystalline CdS”, *Norwegian Journal of Development of the International Science*, no. 44(1), pp. 21–24, 2020.
9. Benha University Faculty of Engineering at Shoubra Electrical Engineering Department, “Chapter 4. Breakdown in solid dielectrics”, in *High Voltage Engineering Course*. Benha Univ., 2014. Accessed: Aug. 23, 2024. [Online]. Available: <https://www.bu.edu.eg/portal/uploads/Engineering,%20Shoubra/Electrical%20Engineering/3103/crs-8705/Files/BREAKDOWN%20in%20SOLID%20DIELECTRICS1.pdf>
10. D. Liu and K. C. Kao, “High-field hole injection, conduction, and breakdown in polyethylene films fabricated by plasma polymerization”, *Journal of Applied Physics*, vol. 69, no. 4, pp. 2489–2496, Feb. 1991, doi: <https://doi.org/10.1063/1.348966>
11. V. A. Zakrevskii, V. A. Pakhotin, and N. T. Sudar', “Pulsed electric strength of polypropylene film”, *Technical Physics*, vol. 62, no. 2, pp. 276–281, Feb. 2017, doi: <https://doi.org/10.1134/s1063784217020281>
12. K. C. Kao, “New theory of electrical discharge and breakdown in low-mobility condensed insulators”, *Journal of Applied Physics*, vol. 55, no. 3, pp. 752–755, Feb. 1984, doi: <https://doi.org/10.1063/1.333133>

Надійшла (received) 10.09.2024

UDC 621.316.13

MYKOLA NIKONOV ✉ – Postgraduate Student of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University “Kharkiv Polytechnic Institute”, Department of Electric Power Transmission; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0542-7594>; e-mail: mykola.nikonov@ieee.khpi.edu.ua

SERGIY SHEVCHENKO – Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University “Kharkiv Polytechnic Institute”; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9658-7787>; e-mail: Sergii.Shevchenko@khpi.edu.ua

POLYMER INSULATION BREAKDOWN TYPES ANALYSIS

The paper investigates the theory of electrical breakdown channel formation in polymeric dielectrics. The process of operating electrical networks is quite complex, since dielectric materials lose their insulating properties under the influence of electric field intensity, which causes the destruction of molecular bonds. This phenomenon is called dielectric breakdown, or a violation of its electrical strength and loss of dielectric properties, followed by the formation of a breakdown channel with high electrical conductivity. Additional factors, such as insulation cooling conditions, external mechanical stress, ultraviolet radiation, ambient temperature, air humidity, proximity to main roads where chemicals are periodically treated, the degree of contamination of the area, the presence of a fungal colony on the surface, accelerate the process of destruction of the insulating properties of the dielectric. The paper considers the classification of polymer insulation breakdown types according to the physical nature of their occurrence, such as electrical breakdown, electromechanical breakdown, and electrochemical breakdown. The study of these processes has a significant impact, because the process of diagnosing some types of breakdown with the naked eye is complicated due to the process occurring in the middle of the insulation and not causing damage to the entire insulation, unlike classical porcelain or glass. An example of such a process is an electrothermal breakdown. It is caused by a disturbance in the thermal equilibrium in the dielectric between the processes of heat generation and heat transfer. An increase in the temperature of the dielectric increases its electrical conductivity, leakage currents, and heat generated in the insulation. An increase in temperature increases the electrical conductivity of the dielectric, which also generates additional heat and creates an avalanche-like process of dielectric heating and subsequent breakdown.

Keywords: polymeric insulation; electrical breakdown; electrothermal breakdown; electromechanical breakdown; electrochemical breakdown.

НОЗДРЕНКОВ ВАЛЕРІЙ СТАНІСЛАВОВИЧ ✉ – кандидат технічних наук, доцент, докторант кафедри комп'ютерних наук та системного аналізу, Черкаський державний технологічний університет; м. Черкаси, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-0579-6821>; e-mail: v.s.nozdrenkov.d24@chdtu.edu.ua.

ДЯГОВЧЕНКО ІЛЛЯ МИКОЛАЙОВИЧ – кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри електроенергетики, Сумський державний університет; м. Суми, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8575-8280>; e-mail: i.diahovchenko@etech.sumdu.edu.ua.

ПЕТРОВСЬКИЙ МИХАЙЛО ВАСИЛЬОВИЧ – кандидат фізико-математичних наук, доцент, доцент кафедри електроенергетики, Сумський державний університет; м. Суми, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0387-3136>; e-mail: m.petrovskiy@etech.sumdu.edu.ua.

МЕТОДОЛОГІЯ АНАЛІЗУ ВПЛИВУ ЕЛЕКТРОМОБІЛІВ НА РОЗПОДІЛЬЧУ МЕРЕЖУ: ТЕОРЕТИЧНИЙ ПІДХІД

Зростання попиту на електроенергію та стрімке поширення електромобілів створюють значні виклики для низьковольтних розподільчих електромереж, зокрема для їх критично важливих компонентів, таких як розподільчі трансформатори. Інфраструктура, спроектована для традиційних навантажень, стикається з ризиком перевантаження через високі пікові навантаження, спричинені неконтрольованим заряджанням електромобілів. У цій статті розроблено комплексний методологічний підхід для оцінки впливу процесів заряджання на довговічність розподільчих трансформаторів із врахуванням різних рівнів проникнення електромобілів, комбінацій електричних навантажень та локальних умов експлуатації. Дослідження базується на гіпотезі, що оптимізація графіків заряджання, зокрема перенесення його на непікові години, може суттєво зменшити швидкість старіння трансформаторів і підвищити надійність електропостачання. Запропонована методологія використовує модель на основі нечіткої логіки, яка інтегрує численні фактори, що впливають на експлуатаційні характеристики трансформаторів, включаючи температуру навколишнього середовища, вплив гармонійних спотворень, рівень компенсації реактивної потужності, наявність зворотних потоків енергії від фотоелектричних установок та ризику перевантаження. У роботі розглянуто сценарії заряджання на вимогу, заряджання в непіковий час та комбінований режим із використанням технології «автомобіль-домівка» (V2H), що забезпечує інтеграцію електромобілів як резервного джерела енергії для побутових потреб. Результати дослідження демонструють, що запровадження таких підходів дозволяє мінімізувати витрати на модернізацію мережі, забезпечуючи стабільність її роботи навіть за умов високого рівня проникнення електромобілів. Представлена методологія слугує основою для розробки адаптивних стратегій управління енергетичними ресурсами, спрямованих на покращення стійкості системи розподілу, подовження терміну служби трансформаторів та підвищення економічної ефективності інфраструктури.

Ключові слова: система розподілу електроенергії; електромобіль; сценарії заряджання; старіння трансформатора; фотоелектрична установка; нечітка логіка.

Вступ. Занепокоєння щодо збереження навколишнього середовища, зменшення викидів парникових газів та виснаження запасів природного газу й нафти є одними з основних стимулів для прискорення та підтримки зростання використання електромобілів (ЕМ) [1]. У липні 2021 року Європейська Комісія запропонувала пакет заходів «Fit for 55», спрямований на зниження чистих викидів парникових газів щонайменше на 55 % до 2030 року, в тому числі шляхом скорочення викидів CO₂ від автомобілів та фургонів [2]. У цьому контексті ЕМ розглядаються як стійка альтернатива традиційним автомобілям із двигунами внутрішнього згоряння, що може бути інтегрована в сучасну енергосистему. Завдяки розвитку технологій у сфері акумуляторів, силової електроніки, мікроелектроніки та систем керування частка електромобілів у транспортному секторі стабільно зростає. За даними видання «Global Electric Vehicle Outlook» Міжнародного енергетичного агентства [3], у 2023 році продажі електромобілів досягли нового рекорду в 14 млн і інтерес продовжує зростати, незважаючи на перебої у світових ланцюгах постачання. У короткостроковій перспективі основними факторами, що обмежують подальше розповсюдження електромобілів, є зростаючі ціни на важливі мінерали, необхідні для виробництва

акумуляторів, а також проблеми з ланцюгами постачання, спричинені військовим вторгненням російської федерації в Україну. У довгостроковій перспективі необхідне більш активне розгортання інфраструктури зарядних станцій для обслуговування очікуваного зростання продажів електромобілів [3].

Водночас існують серйозні побоювання щодо безпечної та надійної роботи систем розподілу електроенергії (СРЕ) у зв'язку з зростаючим проникненням ЕМ у електромережу. Заряджання акумуляторів споживає значно більше електроенергії порівняно зі звичайними побутовими приладами, особливо через широке застосування у багатьох сучасних житлових будинках потужних швидкісних зарядних пристроїв потужністю від 10 до 22 кВт, на відміну від традиційних зарядних пристроїв потужністю 3–6 кВт [4]. При випадковому або некоординованому заряджанні високий рівень проникнення ЕМ може перевантажити лінії електропередач та трансформатори, що негативно вплине на ефективність та надійність мережі [1]. Більше того, одночасна робота кількох потужних швидкісних зарядних пристроїв може призвести до відключення електропостачання у житлових районах, які обслуговуються трансформаторами, що не розраховані на такі навантаження [4]. У цьому контексті розробка

© В. С. Ноздренков, І. М. Дяговченко, М. В. Петровський, 2024



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

стратегій для збереження довговічності розподільчих трансформаторів набуває особливої важливості.

Огляд літератури. У науковій літературі питання впливу ЕМ на СРЕ та її компоненти досліджується з різних точок зору [5–10]. У дослідженні [7] проведено огляд та кількісну оцінку потенційних впливів заряджання ЕМ на елементи СРЕ. Автори роботи [5] оцінюють реальну роль акумуляторних та гібридних електромобілів у зменшенні викидів парникових газів. Імовірнісний метод для оцінки впливу вищих гармонік, спричинених електромобілями, які підключаються до електромережі на СРЕ, було запропоновано у роботі [6]. Огляд впливу станцій швидкого заряджання ЕМ на якість електроенергії (PQ) у мережах наведено у [7]. Стаття [8] пропонує метод для оцінки та зниження впливу заряджання на PQ та довговічність трансформаторів. Стохастично сформульований метод для моделювання впливу ЕМ на теплове старіння трансформаторів подано в [9]. Підхід до кількісної оцінки прискорення старіння трансформаторів внаслідок додаткового навантаження від заряджання ЕМ описано в роботі [10], підкреслюючи важливість інтелектуального управління заряджанням та керування навантаженням.

Результати зазначених досліджень вказують на те, що основними факторами, які впливають на довговічність трансформаторів, є температура навколишнього середовища, рівень проникнення ЕМ та час початку заряджання [4, 9, 10], при цьому низька якість PQ додатково погіршує стан трансформаторів [6–8].

Відомою стратегією пом'якшення впливу зростаючого попиту на електроенергію для заряджання ЕМ на СРЕ є посилення та модернізація мережі. Автори [4] розробили модель на основі нечіткої логіки для діагностики стану трансформаторів та зменшення їхнього старіння, використовуючи фотоелектричну (PV) генерацію, конденсаторні батареї та акумуляторні накопичувачі енергії. У роботі [11] було використано метод граничних значень Парето для пошуку балансу між оптимізацією витрат та скороченням викидів під час заряджання ЕМ за різних значень максимальної потужності трансформатора. Незважаючи на те, що трансформатор часто є слабким місцем розподільної мережі, його модернізація для усунення перевантажень, спричинених заряджанням ЕМ, у більшості випадків не є доцільною через високу вартість та викиди, що пов'язані з модернізацією [11].

Аналітичний метод для оцінки ефективності модернізації інфраструктури для заряджання ЕМ та підвищення її пропускної здатності у низьковольтних СРЕ запропоновано в [12]. Імовірнісна оцінка втрат життєвого циклу трансформаторів при заряджанні потужними швидкісними зарядними пристроями проведена в роботі [13]. Автори [14] продемонстрували негативний вплив неконтрольованого заряджання ЕМ на низьковольтну мережу та запропонували систему управління енергоспоживанням на основі нечіткої логіки для координації процесу заряджання.

У дослідженні [15] була розроблена система управління заряджанням ЕМ в локальних мережах

низької напруги, що дозволяє зменшити пікове навантаження та коливання навантаження, одночасно задовольняючи попит на заряджання ЕМ. У роботі [16] була використана нейронна мережа з довгостроковою та короткостроковою пам'яттю для прогнозування попиту на навантаження та ціни на електроенергію, а також для децентралізованого та скоординованого заряджання ЕМ на основі інформації, отриманої в результаті прогнозуванням. У той же час, раціональне розряджання електромобілів було визнано важливим інструментом для підтримки електричної мережі за допомогою двонаправленої передачі енергії від транспортного засобу до мережі (V2G) або від транспортного засобу до будинку (V2H) [17].

У дослідженні [18] запропоновано оптимальний графік заряджання ЕМ для зниження коливань навантаження, підтримання напруги в допустимих межах та відтермінування інвестицій у мережеву інфраструктуру. Автори дійшли висновку, що агреговане управління заряджанням та розряджанням ЕМ може позитивно вплинути на зменшення навантаження на СРЕ [18]. Метод оптимізації на основі сімейства частинок для заряджання ЕМ на паркуванні, що мінімізує загальну вартість заряджання при дотриманні технічних та експлуатаційних обмежень, розроблено в [19]. У роботі [20] було оцінено режими заряджання/розряджання ЕМ на паркуваннях з точки зору їх рентабельності та впливу на профіль напруги та втрати в мережі.

Складна методологія для прогнозування попиту та зменшення пікових навантажень від заряджання підключених ЕМ та їхній просторовий і часовий вплив на побутове навантаження представлена у [21]. У дослідженні [22] запропоновано стратегію визначення частки відновлюваних джерел енергії в житлових мережах, яка орієнтована на впровадження ЕМ та індивідуальні енергетичні потреби кожного домогосподарства. У роботі [23] порівнювали імовірнісний метод на основі квадратичного програмування та детерміністичний метод на основі Монте-Карло для розробки графіку заряджання/розряджання для випадку V2G, спрямованого на мінімізацію вартості зарядки та зниження навантаження. Багатоцільова модель планування заряджанням електромобілів, що має на меті мінімізацію вартості заряджання та пікового навантаження, представлена в роботі [24].

Система управління енергоспоживанням та планування заряджанням, яка використовує управління акумуляторними батареями та взаємодію із зарядними станціями, була представлена в роботі [25]. У дослідженні [26] запропоновано концепцію графіку заряджання на добу вперед, яка спрямована на збільшення прибутковості власників ЕМ та операторів розподільчих систем, при цьому було враховано термін служби акумуляторів електромобілів та мережевих трансформаторів.

Таким чином, основними стратегіями для мінімізації негативних впливів заряджання ЕМ на СРЕ є:

- посилення СРЕ за допомогою фотоелектричної генерації та технологій накопичення енергії;
- модернізація елементів СРЕ (наприклад, трансформаторів і кабельних ліній);
- компенсація реактивної потужності;
- перенесення заряджання ЕМ на непікові години;
- впровадження інтелектуального заряджання, режимів V2G та V2H.

Зазначені стратегії були розглянуті в наведених вище публікаціях як окремо, так і в різних комбінаціях. Однак, багато раніше представлених підходів покладаються на умови ринку електроенергії, навантаження та схеми заряджання, що агреговані на національному або регіональному рівнях, що може призвести до неточних визначень впливу на розподільчі системи в інших географічних регіонах. Дослідження [4, 11–13] спрямовані на усунення негативного впливу на термін служби розподільчих трансформаторів шляхом модернізації та посилення мережі, в той час як можливості різних стратегій заряджання та розряджання електромобілів для подовження терміну служби трансформаторів не розглядається. Рішення, представлені у роботах [14, 15], не включають модель старіння силового трансформатора. Концепція з роботи [16] не враховує вплив локальної фотоелектричної генерації та вищих гармонік на тривалість служби силового трансформатора. Крім того, методи планування заряджанням ЕМ, розроблені у дослідженнях [18–26], переважно орієнтовані на прибутковість (тобто мінімізацію витрат, пов'язаних із заряджанням), тоді як стан обладнання залишається поза увагою.

Мета статті. Зважаючи на існуючі виклики та виявлені обмеження попередніх досліджень, це дослідження має на меті розробити інтегрований метод для аналізу впливу пікових навантажень на СРЕ з ЕМ, з урахуванням різних сценаріїв попиту на електроенергію та локалізованого заряджання ЕМ. Запропонований метод використовує інструмент на основі нечіткої логіки, що враховує такі фактори, як температура навколишнього середовища, вищі гармоніки, компенсація реактивної потужності, зворотні потоки енергії та перевантаження. Це дослідження базується на результатах попередньої роботи [4]. Однак, на відміну від неї, метою цієї роботи є узагальнення попереднього досвіду та розробка методології аналізу впливу ЕМ на розподільчу мережу, а також дослідження потенціалу планування заряджання та застосування методів зменшення пікових навантажень, таких як V2H, для зниження впливу на термін служби трансформатора. Відповідність різних стратегій заряджання ЕМ було оцінено з урахуванням попиту на електроенергію та рівня проникнення ЕМ, що дозволяє провести комплексний аналіз впливу пікових навантажень у системі розподілу електроенергії.

Розроблена модель досліджує параметри та фактори, що впливають на нормальне функціонування

силового трансформатора, та попереджає про ситуації, які загрожують надійності та безперервності електропостачання. Використання інструмента не потребує складних обчислень, і модель легко налаштовується під умови різних мереж низької напруги. Крім того, модель є зручною для користувача та заснована на зрозумілій нечіткій логіці, що підвищує практичність та доступність запропонованого методу для реальних умов.

Вхідні дані, метод моделювання та сценарії дослідження. Для ефективного планування впливу ЕМ на електричні мережі та можливого використання їхніх акумуляторів для зменшення пікових навантажень важливо враховувати додаткове навантаження, що виникає при заряджанні ЕМ на розподільчих трансформаторах. Трансформатори є критичними компонентами типових радіальних СРЕ, і їхня стабільна робота є основою для безперебійного електропостачання. За нормальних експлуатаційних умов правильно підібрані та належним чином обслужені трансформатори розраховані на термін служби близько 20–30 років при номінальному навантаженні. Проте постійне перевищення їхньої номінальної потужності може суттєво скоротити їхній термін служби [13]. Перевантаження викликає перегрів обмоток і магнітопроводу, що призводить до старіння ізоляції і, відповідно, до зменшення експлуатаційного ресурсу трансформатора. Прискореному старінню трансформаторів сприяють кілька факторів, серед яких висока температура навколишнього середовища, навантаження вище номінального значення, наявність вищих гармонік у напрузі та струмі. Всі ці фактори були включені в модель разом зі схемами заряджання ЕМ та даними про енергоспоживання споживачів.

1. Система розподілу електроенергії. Для цього дослідження обрана типова радіальна СРЕ, що є характерною для малих населених пунктів та сільської місцевості в Україні. Спрощена однолінійна схема такої СРЕ показана на рис. 1. У головній частині фідера встановлений масляний трансформатор 10/0,4 кВ. До його вторинної напруги 0,4/0,23 кВ під'єднано кілька ліній, що живлять 240 житлових будинків та місцеве підприємство. На шині вторинної напруги також розташовані шунтувальний конденсаторний блок (ШКБ) та фотоелектрична електростанція місцевого масштабу. Житлові будинки можуть мати ЕМ та дахові PV-установки, які забезпечують внутрішні потреби або подають енергію до мережі. ШКБ має 12 ступенів регулювання, і його вихідна потужність може автоматично регулюватися відповідно до наявного попиту на реактивну потужність.

2. Температура навколишнього середовища. Згідно з дослідженням [27], середня температура навколишнього середовища для силового трансформатора не повинна перевищувати 30 °С протягом 24 годин. Для дослідження дані про температуру навколишнього середовища можна отримати з фотоелектричної географічної інформаційної системи (PVGIS) [28], наприклад для географічного розташування міста Суми (широта: 50.9077°, довгота: 34.7981°).

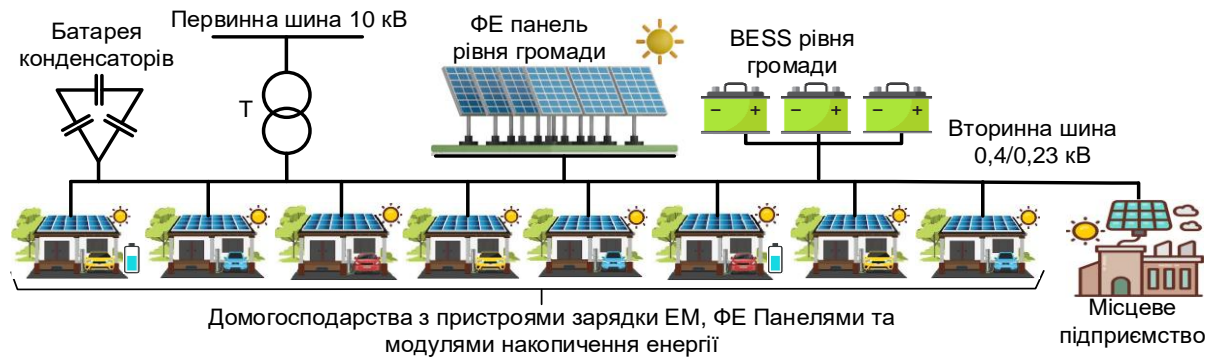


Рисунок 1 – Типова схема розподільної мережі

3. Фотоелектрична генерація. Дані про щогодинну сонячну радіацію та швидкість вітру були отримані з фотоелектричної географічної інформаційної системи (PVGIS) [28] для обраного географічного розташування. Вихідна потужність фотоелектричної установки P_{PV} оцінюється за методикою, описаною у дослідженні [29]. Електрична енергія, що постачається фотоелектричною установкою, є добутком потужності P_{PV} та часу роботи t :

$$E_{PV} = \sum_{t=1}^n P_{PV} \cdot t \quad (1)$$

Припускається, що інвертори фотоелектричних установок мають коефіцієнт потужності, що дорівнює одиниці.

4. Вищі гармоніки. При високих рівнях гармонійних спотворень температура обладнання має тенденцію до зростання. Наявність високочастотних гармонік збільшує втрати на гістерезис, втрати пов'язані зі струмами Фуко в сталі, а також втрати в обмотках трансформаторів [30]. Крім того, вплив гармонік на трансформатори призводить до циркуляції струмів нульової послідовності в обмотках, з'єднаних за схемою «трикутник», що викликає додаткове навантаження [30]. Прогнозування складу та рівнів гармонійних компонентів у мережі є складним завданням через їхню змінну природу. Для вирішення цього питання були згенеровані синтетичні дані для гармонік напруги на основній частоті та вищих гармонік 3-го, 5-го, 7-го та 11-го порядків. Гармонійні сигнали напруги модулюються з використанням випадкового розподілу в таких діапазонах амплітуд:

- основна гармоніка: 0.9–1.1 відн. од. (відповідно до EN 50160-2010 [31]);
- 3-тя гармоніка: 0–0.075 відн. од.;
- 5-та гармоніка: 0–0.09 відн. од.;
- 7-ма гармоніка: 0–0.075 відн. од.;
- 11-та гармоніка: 0–0.0525 відн. од.

Сукупний вплив PQ на розподільчий трансформатор оцінюється опосередковано через повне гармонійне спотворення (THD) напруги V_{THD} [32]:

$$V_{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1}, \quad (2)$$

де V_{THD} – сумарне гармонійне спотворення напруги;
 V_h – середньоквадратичні значення амплітуд відповідних гармонік (RMS);

V_1 – амплітуда основної (першої) гармоніки напруги RMS.

5. Стратегії заряджання електромобілів.

Близько 80 % заряджання ЕМ здійснюється в житлових приміщеннях, при цьому приблизно 15–20% випадків заряджання припадає на робочі місця [33]. Тому в цьому дослідженні передбачається, що заряджання ЕМ переважно відбувається в житлових будинках, використовуючи точки зарядки змінного струму, доступні в стандартних домашніх електромережах. Заряджання в домашніх умовах може здійснюватися в режимах 2 або 3 відповідно до ІЕС 61851-1 [34], які широко використовуються в Європі та в усьому світі. Потужність таких зарядних систем варіюється від 3,7 кВт до 22 кВт, що дозволяє зарядити ЕМ на відстань до 100 км за 1–8 годин [35].

Для вивчення впливу різних стратегій заряджання розглядаються три режими заряджання:

1. Заряджання на вимогу: здійснюється щодня і починається відразу після приїзду автомобіля додому та його паркування.

2. Заряджання в непіковий час: здійснюється щодня, але починається після вечірнього пікового періоду, щоб забезпечити повний заряд акумулятора до наступного дня.

3. Заряджання в непіковий час з технологією V2H: здійснюється щодня, починаючи після опівночі. ЕМ розряджається для потреб житла впродовж періоду з 17:00 до 24:00, з урахуванням обмежень ємності акумулятора та активності транспортного засобу поза домом.

Профілі заряджання/розряджання ЕМ для кожного транспортного засобу були відтворені з посиланням на дослідження [21] і показані на рис. 2. Передбачається, що протягом року попит на електроенергію з боку ЕМ може змінюватися на $\pm 10\%$ відносно контрольних значень. Діапазони варіації

позначені пунктирними лініями поруч із відповідними кривими на рис. 2.

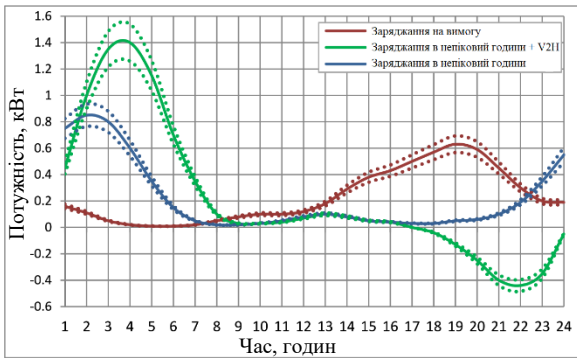


Рисунок 2 – Профілі заряджання/розряджання ЕМ

Профілі заряджання на вимогу є реалістичними відповідно до статистичних результатів випробувань ЕМ у реальних умовах [36, 37]. Як показано у дослідженні [36], поведінка заряджання ЕМ не демонструє вираженої сезонної залежності, і різниця у часі початку заряджання між робочими днями (з понеділка по п'ятницю) та вихідними (субота та неділя) є незначною. Проте можуть існувати певні варіації залежно від демографічних характеристик (наприклад, вік, стать) власника ЕМ [37]. У середньому, у робочі дні перше заряджання починається близько 8:00 (перед роботою) або о 18:00 (після роботи); друге заряджання (якщо є) зазвичай починається після 18:00 [36]. Очікується, що споживання електроенергії для заряджання в робочий день буде приблизно таким же, як у вихідні, і для обох варіантів використовувалися схожі криві.

Згідно з даними [21], середнє пікове навантаження для заряджання на вимогу становить 0.64 кВт на ЕМ, при цьому максимальне навантаження зазвичай спостерігається близько 19:00, а середньодобова потреба в енергії для домогосподарства становить 1.9 кВт. Для заряджання в непіковий час середнє пікове навантаження на заряджання становить 0.87 кВт на ЕМ, максимальне навантаження настає близько 02:15, а середньодобова потреба в енергії для домогосподарства складає 1.75 кВт. При заряджанні в непіковий час з використанням технології V2H середнє пікове навантаження складає 1.42 кВт на ЕМ, що зрівноважується потенціалом зменшення пікового навантаження до 0.45 кВт під час розряджання. Середньодобова потреба в енергії для цього сценарію становить 1.59 кВт.

Для управління заряджанням ЕМ можуть бути використані методи зниження потужності заряджання або перенесення її на інший час. Під час пікових періодів попиту потужність заряджання може бути скоригована в реальному часі з використанням розумних зарядних пристроїв. Перенесення заряджання ЕМ на непіковий час може досягатися через запровадження тарифів на електроенергію залежно від часу споживання, що мотивує власників відкладати початок заряджання ЕМ на періоди, коли ціни на електроенергію є нижчими [19].

6. Шунтувальний конденсаторний блок.

Прогнозована реактивна потужність ШКБ в момент часу t , позначена як $Q_{SCB,t}$, визначається як різниця між спожитою реактивною потужністю $Q_{load,t}$ та реактивною потужністю $Q_{PDS,t}$, встановленою системою електропостачання [38]:

$$Q_{SCB,t} = Q_{Load,t} - Q_{PDS,t} \quad (3)$$

Отже, реактивну потужність компенсуючого ШКБ можна розрахувати за формулою [38]:

$$Q_{SCB,t} = P_{Load,t} (tg\varphi_1 - tg\varphi_2) \quad (4)$$

У цій формулі значення $tg\varphi_1$ і $tg\varphi_2$ визначаються на основі значень відповідно $\cos\varphi_1$ і $\cos\varphi_2$, де $\cos\varphi_1$ – це коефіцієнт потужності сукупного навантаження до встановлення компенсуювальних пристроїв, а $\cos\varphi_2$ – коефіцієнт потужності після їх встановлення (заданий або рекомендований компанією постачальником електроенергії). У цьому дослідженні передбачається, що $tg\varphi_2 = 0.4$.

Фактична реактивна потужність, що вводиться ШКБ у момент часу t , позначена як $Q_{SCB,t}^{act}$, залежить від кількості блоків регулювальних конденсаторів (ступенів), доступних у конструкції ШКБ:

$$Q_{SCB,t}^{act} = \begin{cases} n_{step,t} \cdot Q_{step} \approx Q_{SCB,t} \leq n_{step}^{max} \cdot Q_{step} \\ \approx \left| \operatorname{Re} \{ S_{dem,t}^{tot} \} \right| \cdot (tg\varphi_1 - tg\varphi_2), \\ n_{step}^{max} \cdot Q_{step}, & Q_{SCB,t} > n_{step}^{max} \cdot Q_{step} \end{cases} \quad (5)$$

$$Q_{step} = const,$$

де Q_{step} – номінальна реактивна потужність одного ступеня конденсатора (вважається сталою). У рівнянні (5) $n_{step,t}$ – кількість блоків конденсаторів, які активуються у момент часу t , а n_{step}^{max} – максимальна кількість ступенів ШКБ. Сумарний обсяг споживання на трансформаторі $S_{dem,t}^{tot}$ у момент часу t , визначається як:

$$S_{dem,t}^{tot} = \sqrt{(P_{Load,t} + P_{EVs,t} - P_{PV,t})^2 + Q_{Load,t}^2}, \quad (6)$$

де $P_{load,t}$, $Q_{load,t}$ – відповідно активна та реактивна потужності, що споживаються навантаженням мережевих споживачів у момент часу t ;

$P_{EVs,t}$ – потужність, необхідна для заряджання електромобілів у момент часу t ;

$P_{PV,t}$ – потужність, що генерується фотоелектричними установками у момент часу t .

7. Навантаження трансформатора. Сумарна потужність, що споживається системою після компенсації реактивної потужності, яка відображає завантаження трансформатора в кожний момент часу, розраховується за формулою:

$$S_{dem,t}^{tot} = \sqrt{(P_{Load,t} + P_{EVs,t} - P_{PV,t})^2 + (Q_{Load,t} - Q_{SCB,t}^{act})^2}, \quad (7)$$

де $Q_{SCB,t}^{act}$ – реактивна потужність, що генерується шунтувальним конденсатором у момент часу t .

Щоб уникнути перевантаження трансформатора, загальне споживання потужності системою $S_{dem,t}^{tot}$ повинно бути обмежене номінальною потужністю трансформатора S_{tr}^{max} у кожний момент часу t :

$$S_{dem,t}^{tot} = \sqrt{(P_{Load,t} + P_{EVs,t} - P_{PV,t})^2 + Q_{Load,t}^2}. \quad (8)$$

Побутові навантаження вважаються некерованими. Таким чином, завантаження трансформатора можна регулювати за рахунок зміни поведінки заряджання ЕМ, вихідної потужності PV та реактивної потужності ШКБ.

Для значень $P_{load,t}$, $Q_{load,t}$ можна використати річні погодинні профілі споживання, об'єктів, розташованих на вторинній стороні трансформатора.

8. Модель температурного режиму трансформатора. Методологія, використана в цьому дослідженні, застосовується для силових трансформаторів з рідкою ізоляцією із мінерального масла, і внутрішньою ізоляцією, що розрахована на підвищення температури на 65 °C або на 55 °C при номінальному навантаженні.

8.1 Вплив температури на старіння ізоляції. Швидкість старіння ізоляції трансформатора значною мірою залежить від температурних умов [39], зокрема від температури в найгарячійшій точці (hottest spot) обмотки Θ_{HS} . Висока температура сприяє окисленню масла і суттєво впливає на проникнення вологи в ізоляцію трансформатора. Це, у свою чергу, може призводити до деформації провідників, структурних компонентів або ізоляційних матеріалів, підвищуючи ризик механічних і електричних пошкоджень.

8.2 Температура в найгарячійшій точці обмотки. Відповідно до стандартів [27, 40, 41], температура в найгарячійшій точці обмотки Θ_{HS} визначається як сума трьох компонентів:

$$\Theta_{HS,t} = \Theta_{A,t} + \Delta\Theta_{O,t} + \Delta\Theta_{HSO,t}, \quad (9)$$

де $\Theta_{A,t}$ – температура навколишнього середовища (охолоджувального середовища), °C;

$\Delta\Theta_{O,t}$ – різниця між температурою масла у верхній частині трансформатора та температурою середовища, °C;

$\Delta\Theta_{HSO,t}$ – різниця між температурою масла у верхній частині трансформатора та температурою найгарячішої точки обмотки, °C.

8.3 Припущення щодо температурного впливу. Передбачається, що температурні коефіцієнти $\Delta\Theta_{O,t}$ та $\Delta\Theta_{HSO,t}$ не залежать від температури навколишнього

середовища в діапазоні її зміни від +40 до –20 °C. Більш детальні методи оцінки динаміки параметрів $\Delta\Theta_{O,t}$ та $\Delta\Theta_{HSO,t}$ під час перехідних теплових процесів і зміни навантаження описані в [4].

8.4 Фактор прискорення старіння. Відносне старіння трансформатора визначається за допомогою індексу прискорення старіння F_{AA} , який розраховується на основі температури Θ_{HS} , як описано в [27]:

$$F_{AA} = e^{\left(\frac{15000}{\Theta_{HS}^{ref} + 273} - \frac{15000}{\Theta_{HS} + 273} \right)}, \quad (10)$$

де Θ_{HS}^{ref} – референтна температура в найгарячійшій точці обмотки, що дорівнює 110 °C для трансформаторів із середнім підвищенням температури обмотки на 65 °C і 95 °C для трансформаторів із підвищенням на 55 °C [27].

8.5 Оцінка загального старіння. Загальне відносне старіння трансформатора за весь температурний цикл оцінюється за допомогою еквівалентного фактора старіння F_{EqA} :

$$F_{EqA} = \frac{\sum_{i=1}^T F_{AA,i} \cdot \Delta t_i}{\sum_{i=1}^T \Delta t_i}, \quad i = 1, 2, \dots, T \quad (11)$$

де $F_{AA,i}$ – фактор прискорення старіння для температури, що існує протягом періоду Δt ;

T – загальна кількість періодів спостереження.

8.6 Розрахунок втрати ресурсу. На основі F_{EqA} , знаючи загальну кількість періодів, можна визначити річну втрату ресурсу трансформатора LoL :

$$LoL_y \% = \frac{F_{EqA} \cdot T}{L_N} \cdot 100, \quad (12)$$

де L_N – нормальний термін служби ізоляції, що становить $1.8 \cdot 10^5$ годин [27];

T – кількість годин у році без високосного року, $T = 8760$ годин.

Ці формули дозволяють оцінити вплив температурного режиму на старіння ізоляції трансформатора та втрату його ресурсу.

9. Прогнозування та підтримка прийняття рішень у сфері управління розподільчими мережами. Прогнозування та підтримка прийняття рішень – це ключові аспекти сучасних алгоритмів аналізу даних, які дозволяють не лише аналізувати минулі й поточні дані, але й передбачати майбутні події чи результати. У контексті розподільчих мереж ці підходи допомагають вирішувати такі задачі, як прогнозування навантажень, оптимізація заряджання ЕМ, оцінка довговічності компонентів системи (наприклад, трансформаторів) і розробка стратегій модернізації інфраструктури (рис. 3).

🌐 Комплексний аналіз впливу електромобілів

- 🌐 **Розподільчі трансформатори**
 - 📍 **Критичний елемент енергосистеми**
- 🚗 **Сценарії зарядки**
 - 🟢 **Зарядження на вимогу** – миттєва адаптація до потреб
 - 🌙 **Зарядження в непіковий час** – зниження навантаження
 - 🏠 **Зарядження з V2H та V2G** – підтримка домашнього енергоспоживання
- ⌚ **Старіння та довговічність трансформаторів**
 - 🌡️ **Вплив температури** – ключовий фактор старіння
 - ⚡ **Гармоніки** – виклик для стабільності мережі
 - ⚡ **Компенсація реактивної потужності** – балансування системи
- 🧠 **Системи підтримки рішень**
 - 🛠️ **Оптимізація** – ефективність зарядження
 - 📅 **Прогнозування** – зазирнути у майбутнє енергоспоживання
 - 🌐 **Розробка сценаріїв** – стратегічне планування інфраструктури
- 🤖 **Технології штучного інтелекту**
 - 📊 **Машинне навчання** – аналіз історичних даних та побудова прогнозів
 - 🧠 **Глибинне навчання** – моделювання складних процесів у розподільчій мережі
 - 🧠 **Нечітка логіка** – управління невизначеностями, такими як попит на електроенергію
 - 📊 **Алгоритми оптимізації** – мінімізація витрат та балансування енергетичних ресурсів
 - 🧠 **Нейронні мережі** – побудова адаптивних моделей для зарядження електромобілів

Рисунок 1 – Діаграма чинників та засобів аналізу впливу електромобілів на електричну мережу

Для вирішення цих завдань доцільно використовувати широкий спектр сучасних технологій штучного інтелекту, таких як машинне навчання, глибинне навчання, нейронні мережі, а також нечітка логіка. Розглянемо конкретні аспекти застосування цих технологій.

9.1 Прогнозування навантажень. Для ефективного прогнозування пікових навантажень на розподільчу мережу під час зарядження ЕМ можуть застосовуватися сучасні методи, такі як машинне навчання, нечітка логіка та імітаційне моделювання. Машинне навчання дозволяє аналізувати історичні дані про поведінку користувачів, зокрема частоту, час зарядження та середнє споживання енергії, що дає змогу прогнозувати попит у реальному часі. Нечітка логіка враховує невизначені параметри, як-от «високий», «середній» або «низький» рівень споживання, залежно від часу доби або сезону. Імітаційне моделювання забезпечує можливість симуляції різних сценаріїв, зокрема збільшення проникнення ЕМ у певному регіоні. Однією з ключових задач у цьому контексті є прогнозування денного графіка зарядження ЕМ з урахуванням даних про споживання електроенергії, кліматичних умов та характерних особливостей поведінки користувачів. Це дозволяє підвищити точність управління ресурсами мережі та оптимізувати її роботу.

9.2 Оцінка ризиків для розподільчих трансформаторів. Одним із ключових завдань є визначення впливу додаткових навантажень, спричинених зарядженням ЕМ, на старіння силових трансформаторів. Для цього застосовуються передові підходи, такі як глибинне навчання, нечітка логіка та алгоритми оптимізації. Глибинне навчання дозволяє моделювати процеси старіння трансформаторів, використовуючи дані про температуру, рівень гармонік та тривалість навантаження. Нечітка логіка забезпечує аналіз невизначених категорій, як-от «низька», «середня» або «висока» температура, для точнішого

прогнозування зношування трансформаторів. Алгоритми оптимізації допомагають вибрати найкращі стратегії балансування навантаження між трансформаторами, мінімізуючи їх старіння. Наприклад, можна розрахувати прогнозований термін служби трансформатора з урахуванням рівня гармонійних спотворень та температурного впливу, що сприяє покращенню довговічності критичних компонентів мережі.

9.3 Оптимізація режимів зарядження. Покращення графіка зарядження ЕМ може суттєво знизити навантаження на інфраструктуру, сприяючи її ефективнішому використанню. Для цього застосовуються рекомендовані системи на основі штучного інтелекту, які використовують алгоритми для визначення оптимального часу зарядження залежно від рівня навантаження мережі та вартості електроенергії. Нечітка логіка дозволяє управляти реактивною потужністю з урахуванням невизначених параметрів, таких як «висока» або «низька» потреба в корекції. Нейронні мережі забезпечують створення адаптивних моделей, що дозволяють налаштувати графіки зарядження для пікових та непікових періодів. Наприклад, автоматизована система може переносити зарядження на нічний час, коли споживання електроенергії мінімальне, що допомагає балансувати мережеве навантаження та зменшувати експлуатаційні витрати.

9.4 Розробка сценаріїв. Планування довгострокових стратегій модернізації розподільчих мереж передбачає використання сценарного моделювання для оцінки різних варіантів розвитку інфраструктури. Імітаційне моделювання дозволяє аналізувати вплив таких стратегій, як збільшення потужності трансформаторів або впровадження систем накопичення енергії, на ефективність роботи мережі. Нечітка логіка допомагає оцінити альтернативні сценарії з урахуванням невизначеностей, зокрема «низький» або «високий» рівень проникнення ЕМ у

мережу. Наприклад, можливим завданням є оцінка впливу інтеграції сонячних батарей і накопичувачів енергії на зменшення навантаження на мережу, що сприятиме оптимізації її роботи та підвищенню стійкості.

9.5 Комплексні оцінки та прийняття рішень.

Інтеграція прогнозування із сучасними технологіями штучного інтелекту відкриває можливість створення систем підтримки прийняття рішень, які забезпечують комплексний підхід до управління енергетичними мережами. Нечіткі експертні системи дозволяють оцінювати ризики та переваги різних стратегій управління енергосистемою, забезпечуючи адаптивність до невизначених умов. Розширені аналітичні моделі на основі нейронних мереж надають можливість формування оптимальних стратегій розподілу енергії, враховуючи складність та динамічність мережевих процесів. Наприклад, система підтримки рішень може оцінювати сценарії розвитку інфраструктури, зважаючи на потенційні вигоди, ризики та довгострокову ефективність, що сприяє прийняттю обґрунтованих та стратегічно вигідних рішень.

Висновки. У статті представлено теоретичний підхід до аналізу впливу електромобілів на розподільчі мережі з акцентом на довговічності розподільчих трансформаторів та оптимізації навантаження. Запропонована методологія враховує ключові фактори, такі як температура, гармонійні спотворення, реактивна потужність та перевантаження, що впливають на технічний стан трансформаторів. Для моделювання, прогнозування та розробки сценаріїв запропоновано використовувати сучасні технології штучного інтелекту, зокрема машинне навчання, глибоке навчання, нейронні мережі, нечітку логіку та алгоритми оптимізації.

Розроблені сценарії заряджання електромобілів, зокрема заряджання на вимогу, в непіковий час і за допомогою технологій V2H/V2G, демонструють ефективність у зниженні пікових навантажень і мінімізації старіння ізоляції трансформаторів. Перенесення заряджання на непікові години дозволяє зменшити перевантаження мережі, сприяти подовженню терміну служби трансформаторів і знизити витрати на модернізацію інфраструктури.

В умовах військової ситуації в Україні активно впроваджуються наземні безпілотні роботизовані комплекси, оснащені електродвигунами та акумуляторними батареями високої потужності та ємності. Ці батареї заряджаються подалі від лінії фронту від стаціонарної електромережі, що в умовах дефіциту електроенергії спричиняє додаткове навантаження на неї.

Практичне впровадження методології дає змогу підвищити стабільність роботи мережі, інтегрувати електромобілі як активні елементи енергосистеми та розвинути адаптивні підходи до управління енергетичними ресурсами. Рекомендується інтегрувати методологію в системи управління розподільчими мережами, використовувати інтелектуальні рішення для управління заряджанням,

впроваджувати адаптивні системи підтримки рішень для стратегічного планування, а також активно застосовувати алгоритми штучного інтелекту для підвищення ефективності енергосистеми.

Дослідження формує основу для подальшої роботи над створенням прикладних рішень, що сприятимуть ефективному управлінню енергетичними системами в умовах значного поширення електромобілів та роботизованих комплексів.

Подяка. Роботу виконано в рамках науково-дослідних робіт з державними реєстраційними номерами: 0120U103062; 2023.04/0131 в рамках конкурсу «Наука для зміцнення обороноздатності України»; 0124U004480.

Список літератури

1. A coordinated charging scheduling of electric vehicles considering optimal charging time for network power loss minimization / M. Usman et al. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 17. 5336. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14175336>.
2. 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality. Brussels, 2021. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021DC0550>.
3. International Energy Agency. Global EV Outlook 2023. Paris, 2023. URL: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>.
4. Ноздренков В. С., Дяговченко І. М., Петровський М. В., Волохін В. В. Модель оцінювання старіння розподільчих трансформаторів за допомогою нечіткої логіки. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2024. № 1 (8). С. 86–93. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2024.01.07>.
5. Emissions Associated with Electric Vehicle Charging: Impact of Electricity Generation Mix, Charging Infrastructure Availability, and Vehicle Type / J. McLaren et al. Office of Scientific and Technical Information (OSTI), 2016. 34 p. DOI: <https://doi.org/10.2172/1247645>.
6. Rodríguez-Pajarón P., Hernández A., Milanović J. V. Probabilistic assessment of the impact of electric vehicles and nonlinear loads on power quality in residential networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2021. Vol. 129. 106807. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106807>.
7. A Comprehensive review on electric vehicles charging infrastructures and their impacts on power-quality of the utility grid / M. R. Khalid et al. *eTransportation*. 2019. Vol. 1. 100006. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2019.100006>.
8. Alame D., Azzouz M., Kar N. Assessing and mitigating impacts of electric vehicle harmonic currents on distribution systems. *Energies*. 2020. Vol. 13, no. 12. 3257. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13123257>.
9. Qian K., Zhou C., Yuan Y. Impacts of high penetration level of fully electric vehicles charging loads on the thermal ageing of power transformers. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2015. Vol. 65. P. 102–112. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.09.040>.
10. Impacts of plug-in hybrid electric vehicles on a residential transformer using stochastic and empirical analysis / G. Razeghi et al. *Journal of Power Sources*. 2014. Vol. 252. P. 277–285. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2013.11.089>.
11. Should we reinforce the grid? Cost and emission optimization of electric vehicle charging under different transformer limits / N. B. G. Brinkel et al. *Applied Energy*. 2020. Vol. 276. 115285. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115285>.
12. New analytical method for analysing the effectiveness of infrastructure reinforcement in electric power distribution systems / T. S. D. Ferreira et al. *Electric Power Systems Research*. 2020. Vol. 182. 106250. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106250>.
13. El-Bataway S. A., Morsi W. G. Distribution transformer's loss of life considering residential prosumers owning solar shingles, high-power fast chargers and second-generation battery energy storage. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2019. Vol. 15, no. 3. P. 1287–1297. DOI: <https://doi.org/10.1109/tii.2018.2845416>.

14. A fuzzy energy management strategy for the coordination of electric vehicle charging in low voltage distribution grids / V. Boglou et al. *Energies*. 2020. Vol. 13, no. 14. 3709. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13143709>.
15. An intelligent decentralized energy management strategy for the optimal electric vehicles' charging in low-voltage islanded microgrids / V. Boglou et al. *International Journal of Energy Research*. 2021. Vol. 46, no. 3. P. 2988–3016. DOI: <https://doi.org/10.1002/er.7358>.
16. A multi-agent deep reinforcement learning-based approach for the optimization of transformer life using coordinated electric vehicles / S. Li et al. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2022. Vol. 18, no. 11. P. 7639–7652. DOI: <https://doi.org/10.1109/tii.2021.3139650>.
17. Xu N. Z., Chung C. Y. Reliability evaluation of distribution systems including vehicle-to-home and vehicle-to-grid. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2016. Vol. 31, no. 1. P. 759–768. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2015.2396524>.
18. Optimization model of electric vehicles charging and discharging strategy considering the safe operation of distribution network / M. Zou et al. *World Electric Vehicle Journal*. 2022. Vol. 13, no. 7. 117. DOI: <https://doi.org/10.3390/wevj13070117>.
19. Konstantinidis G., Kanellos F. D., Kalaitzakis K. A simple multi-parameter method for efficient charging scheduling of electric vehicles. *Applied System Innovation*. 2021. Vol. 4, no. 3. 58. DOI: <https://doi.org/10.3390/asi4030058>.
20. Firouzjah K. G. Profit-based electric vehicle charging scheduling: comparison with different strategies and impact assessment on distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2022. Vol. 138. 107977. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.107977>.
21. Spatio-temporal modelling of electric vehicle charging demand and impacts on peak household electrical load / P. Paevere et al. *Sustainability Science*. 2013. Vol. 9, no. 1. P. 61–76. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11625-013-0235-3>.
22. An optimal distributed RES sizing strategy in hybrid low voltage networks focused on EVs' integration / V. Boglou et al. *IEEE Access*. 2023. Vol. 11. P. 16250–16270. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2023.3245152>.
23. Comprehensive impact analysis of electric vehicle charging scheduling on load-duration curve / M. M. Rahman et al. *Computers & Electrical Engineering*. 2020. Vol. 85. 106673. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2020.106673>.
24. Liu L., Zhou K. Electric vehicle charging scheduling considering urgent demand under different charging modes. *Energy*. 2022. Vol. 249. 123714. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123714>.
25. Qureshi K. N., Alhudaif A., Jeon G. Electric-vehicle energy management and charging scheduling system in sustainable cities and society. *Sustainable Cities and Society*. 2021. Vol. 71. 102990. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.102990>.
26. A framework for day-ahead optimal charging scheduling of electric vehicles providing route mapping: kowloon case study / A. Shahkamrani et al. *Journal of Cleaner Production*. 2021. Vol. 307. 127297. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127297>.
27. C57.91-2011. IEEE guide for loading mineral-oil-immersed transformers and step-voltage regulators. Replaces IEEE Std C57.91-1995 ; effective from 2012-03-07. Official edition. 123 p. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6166928>.
28. JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). *European Commission*. URL: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.
29. Application of photovoltaic panels in electric vehicles to enhance the range / I. Diahovchenko et al. *Heliyon*. 2022. Vol. 8, no. 12. e12425. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e12425>.
30. Caicedo J. E., Romero A. A., Zini H. C. Assessment of the harmonic distortion in residential distribution networks: literature review. *Ingeniería e Investigación*. 2017. Vol. 37, no. 3. P. 72–84. DOI: <https://doi.org/10.15446/ing.investig.v37n3.64913>.
31. EN 50160:2022. Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks. Replaces EN 50160:2010 ; effective from 2022-12-01. Official edition. 2022. 56 p.
32. Contemporary electric energy meters testing under simulated nonsinusoidal field conditions / I. Diahovchenko et al. *Electrical Engineering*. 2021. Vol. 104, no. 2. P. 1077–1092. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00202-021-01365-8>.
33. Factors affecting demand for plug-in charging infrastructure: an analysis of plug-in electric vehicle commuters / G. Tal et al. Davis, CA, USA : University of California Institute of Transportation Studies (UC ITS), 2020. 35 p. DOI: <https://doi.org/10.7922/G2ST7N3K>.
34. IEC 61851-1:2017. Electric Vehicle Conductive Charging System – Part 1: General Requirements. Replaces IEC 61851-1:2010 ; effective from 2017-02-07. Official edition. 2017. 287 p.
35. Нечітка модель компенсації факторів старіння розподільних трансформаторів / В. С. Ноздренков та ін. *Електротехніка та електроенергетика*. 2024. № 2. С. 7–17. DOI: <https://doi.org/10.15588/1607-6761-2024-2-1>.
36. Quiros-Tortos J., Ochoa L., Butler T. How Electric Vehicles and the Grid Work Together: Lessons Learned from One of the Largest Electric Vehicle Trials in the World. *IEEE Power and Energy Magazine*. 2018. Vol. 16, no. 6. P. 64–76. DOI: <https://doi.org/10.1109/mpe.2018.2863060>.
37. Daily electric vehicle charging load profiles considering demographics of vehicle users / J. Zhang et al. *Applied Energy*. 2020. Vol. 274. 115063. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115063>.
38. Варещкий Ю., Ханзелька З. Вибір фільтрових реакторів для промислових електричних мереж. *Журнал електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2022. вип. 4, № 1. С. 1–14. DOI: <https://doi.org/10.23939/sepes2022.01.001>.
39. Sensing method using multiple quantities for diagnostic of insulators in different ambient conditions / B. Dolnik et al. *Sensors*. 2022. Vol. 22, no. 4. 1376. DOI: <https://doi.org/10.3390/s22041376>.
40. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. Скасований, замінений на ДСТУ 3463-96. Москва : Государственный комитет СССР по стандартам, 1985. 40 с.
41. IEC 60076-7:2018. Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers. Replaces IEC 60076-7:2005 ; effective from 2018-01-12. Official edition. 2018. 89 p.

References

1. M. Usman et al., “A coordinated charging scheduling of electric vehicles considering optimal charging time for network power loss minimization”, *Energies*, vol. 14, no. 17, Aug. 2021, Art. no. 5336, doi: <https://doi.org/10.3390/en14175336>
2. “Fit for 55: Delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality”, Brussels, COM/2021/550 final, Jul. 2021. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021DC0550>
3. International Energy Agency, “Global EV Outlook 2023”, Paris, Apr. 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>
4. V. S. Nozdrenkov, I. M. Diahovchenko, M. V. Petrovskyi, and V. V. Volokhin, “Fuzzy logic-based estimation model of distribution transformers aging”, *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1 (8), pp. 86–93, Jul. 2024, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2024.01.07> (in Ukrainian)
5. J. McLaren, J. Miller, E. O'Shaughnessy, E. Wood, and E. Shapiro, “Emissions associated with electric vehicle charging: Impact of electricity generation mix, charging infrastructure availability, and vehicle type”, Office of Scientific and Technical Information (OSTI), NREL/TP-6A20-64852, Apr. 2016, doi: <https://doi.org/10.2172/1247645>
6. P. Rodríguez-Pajarón, A. Hernández, and J. V. Milanović, “Probabilistic assessment of the impact of electric vehicles and nonlinear loads on power quality in residential networks”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 129, Jul. 2021, Art. no. 106807, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106807>
7. M. R. Khalid, M. S. Alam, A. Sarwar, and M. S. Jamil Asghar, “A Comprehensive review on electric vehicles charging infrastructures and their impacts on power-quality of the utility grid”, *eTransportation*, vol. 1, Aug. 2019, Art. no. 100006, doi: <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2019.100006>
8. D. Alame, M. Azzouz, and N. Kar, “Assessing and mitigating impacts of electric vehicle harmonic currents on distribution systems”, *Energies*, vol. 13, no. 12, Jun. 2020, Art. no. 3257, doi: <https://doi.org/10.3390/en13123257>

9. K. Qian, C. Zhou, and Y. Yuan, "Impacts of high penetration level of fully electric vehicles charging loads on the thermal ageing of power transformers", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 65, pp. 102–112, Feb. 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.09.040>
10. G. Razeghi, L. Zhang, T. Brown, and S. Samuelsen, "Impacts of plug-in hybrid electric vehicles on a residential transformer using stochastic and empirical analysis", *Journal of Power Sources*, vol. 252, pp. 277–285, Apr. 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2013.11.089>
11. N. B. G. Brinkel, W. L. Schram, T. A. AlSkaif, I. Lampropoulos, and W. G. J. H. M. van Sark, "Should we reinforce the grid? Cost and emission optimization of electric vehicle charging under different transformer limits", *Applied Energy*, vol. 276, Oct. 2020, Art. no. 115285, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115285>
12. T. S. D. Ferreira, F. C. L. Trindade, Y. G. Pinto, and W. Freitas, "New analytical method for analysing the effectiveness of infrastructure reinforcement in electric power distribution systems", *Electric Power Systems Research*, vol. 182, May 2020, Art. no. 106250, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106250>
13. S. A. El-Bataway and W. G. Morsi, "Distribution transformer's loss of life considering residential prosumers owning solar shingles, high-power fast chargers and second-generation battery energy storage", *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, no. 3, pp. 1287–1297, Mar. 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/tii.2018.2845416>
14. V. Boglou, C.-S. Karavas, K. Arvanitis, and A. Karlis, "A fuzzy energy management strategy for the coordination of electric vehicle charging in low voltage distribution grids", *Energies*, vol. 13, no. 14, Jul. 2020, Art. no. 3709, doi: <https://doi.org/10.3390/en13143709>
15. V. Boglou, C. Karavas, A. Karlis, and K. Arvanitis, "An intelligent decentralized energy management strategy for the optimal electric vehicles' charging in low-voltage islanded microgrids", *International Journal of Energy Research*, vol. 46, no. 3, pp. 2988–3016, Oct. 2021, doi: <https://doi.org/10.1002/er.7358>
16. S. Li *et al.*, "A multi-agent deep reinforcement learning-based approach for the optimization of transformer life using coordinated electric vehicles", *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 18, no. 11, pp. 7639–7652, 2022, doi: <https://doi.org/10.1109/tii.2021.3139650>
17. N. Z. Xu and C. Y. Chung, "Reliability evaluation of distribution systems including vehicle-to-home and vehicle-to-grid", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 759–768, Jan. 2016, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2015.2396524>
18. M. Zou *et al.*, "Optimization model of electric vehicles charging and discharging strategy considering the safe operation of distribution network", *World Electric Vehicle Journal*, vol. 13, no. 7, Jun. 2022, Art. no. 117, doi: <https://doi.org/10.3390/wevj13070117>
19. G. Konstantinidis, F. D. Kanellos, and K. Kalaitzakis, "A simple multi-parameter method for efficient charging scheduling of electric vehicles", *Applied System Innovation*, vol. 4, no. 3, Aug. 2021, Art. no. 58, doi: <https://doi.org/10.3390/asi4030058>
20. K. G. Firouzjah, "Profit-based electric vehicle charging scheduling: Comparison with different strategies and impact assessment on distribution networks", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 138, Jun. 2022, Art. no. 107977, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.107977>
21. P. Paevere, A. Higgins, Z. Ren, M. Horn, G. Grozev, and C. McNamara, "Spatio-temporal modelling of electric vehicle charging demand and impacts on peak household electrical load", *Sustainability Science*, vol. 9, no. 1, pp. 61–76, Nov. 2013, doi: <https://doi.org/10.1007/s11625-013-0235-3>
22. V. Boglou, C.-S. Karavas, A. Karlis, K. Arvanitis, and I. Palaiologou, "An optimal distributed RES sizing strategy in hybrid low voltage networks focused on EVs' integration", *IEEE Access*, vol. 11, pp. 16250–16270, 2023, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2023.3245152>
23. M. M. Rahman, E. A. Al-Ammar, H. S. Das, and W. Ko, "Comprehensive impact analysis of electric vehicle charging scheduling on load-duration curve", *Computers & Electrical Engineering*, vol. 85, Jul. 2020, Art. no. 106673, doi: <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2020.106673>
24. L. Liu and K. Zhou, "Electric vehicle charging scheduling considering urgent demand under different charging modes", *Energy*, vol. 249, Jun. 2022, Art. no. 123714, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123714>
25. K. N. Qureshi, A. Alhudaif, and G. Jeon, "Electric-vehicle energy management and charging scheduling system in sustainable cities and society", *Sustainable Cities and Society*, vol. 71, Aug. 2021, Art. no. 102990, doi: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.102990>
26. A. Shahkamrani, H. Askarian-abyaneh, H. Nafisi, and M. Marzband, "A framework for day-ahead optimal charging scheduling of electric vehicles providing route mapping: Kowloon case study", *Journal of Cleaner Production*, vol. 307, Jul. 2021, Art. no. 127297, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127297>
27. *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators*, C57.91-2011, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2012, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6166928>
28. "JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)." European Commission. [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
29. I. Diahovchenko, L. Petrichenko, I. Borzenkov, and M. Kolcun, "Application of photovoltaic panels in electric vehicles to enhance the range", *Heliyon*, vol. 8, no. 12, Dec. 2022, Art. no. e12425, doi: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2022.e12425>
30. J. E. Caicedo, A. A. Romero, and H. C. Zini, "Assessment of the harmonic distortion in residential distribution networks: Literature review", *Ingeniería e Investigación*, vol. 37, no. 3, pp. 72–84, Sep. 2017, doi: <https://doi.org/10.15446/ing.investig.v37n3.64913>
31. *Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Electricity Networks*, EN 50160:2022, European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC), 2022.
32. I. Diahovchenko, B. Dolnik, M. Kanálik, and J. Kurimský, "Contemporary electric energy meters testing under simulated nonsinusoidal field conditions", *Electrical Engineering*, vol. 104, no. 2, pp. 1077–1092, Aug. 2021, doi: <https://doi.org/10.1007/s00202-021-01365-8>
33. G. Tal, D. Chakraborty, A. Jenn, J. H. Lee, and D. Bunch, "Factors affecting demand for plug-in charging infrastructure: An analysis of plug-in electric vehicle commuters", University of California Institute of Transportation Studies (UC ITS), Davis, CA, USA, UC-ITS-2019-42, Jan. 2020, doi: <https://doi.org/10.7922/G2ST7N3K>
34. *Electric Vehicle Conductive Charging System – Part 1: General Requirements*, IEC 61851-1:2017, International Electrotechnical Commission, 2017.
35. V. S. Nozdrenkov, I. M. Diahovchenko, M. V. Petrovskiy, and V. V. Volokhin, "Fuzzy model of compensation for aging factors of distribution transformers", *Electrical Engineering and Power Engineering*, no. 2, pp. 7–17, Jun. 2024, doi: <https://doi.org/10.15588/1607-6761-2024-2-1> (in Ukrainian)
36. J. Quiros-Tortos, L. Ochoa, and T. Butler, "How electric vehicles and the grid work together: Lessons learned from one of the largest electric vehicle trials in the world", *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 16, no. 6, pp. 64–76, Nov. 2018, doi: <https://doi.org/10.1109/mpe.2018.2863060>
37. J. Zhang, J. Yan, Y. Liu, H. Zhang, and G. Lv, "Daily electric vehicle charging load profiles considering demographics of vehicle users", *Applied Energy*, vol. 274, Sep. 2020, Art. no. 115063, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115063>
38. Y. Varetsky and Z. Hanzelka, "Sizing filter reactors for industrial electrical grids", *Electrical Power and Electromechanical Systems*, vol. 4, no. 1, pp. 1–14, 2022, doi: <https://doi.org/10.23939/sepes2022.01.001> (in Ukrainian)
39. B. Dolnik, L. Šárpataky, I. Kolcunová, and P. Havran, "Sensing method using multiple quantities for diagnostic of insulators in different ambient conditions", *Sensors*, vol. 22, no. 4, Feb. 2022, Art. no. 1376, doi: <https://doi.org/10.3390/s22041376>
40. *Transformatory silovye masljanye obshhego naznachenija. Dopustimye nagruzki [Oil-immersed general-purpose power transformers. Permissible loads]*, GOST 14209-85, Ministry of Electrotechnical Industry of the USSR, Moscow, 1985.
41. *Power Transformers - Part 7: Loading Guide for Mineral-Oil-Immersed Power Transformers*, IEC 60076-7:2018, International Electrotechnical Commission, 2018.

Надійшла (received) 09.12.2024

UDC 621.314:621.316.17

VALERII NOZDRENKOV ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Doctoral Candidate at the Department of Computer Science and Systems Analysis, Cherkasy State Technological University; Cherkasy, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-0579-6821>; e-mail: v.s.nozdrenkov.d24@chdtu.edu.ua.

ILLIA DIAHOVCHENKO – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Electric Power Engineering Department; Sumy State University; Sumy, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8575-8280>; e-mail: i.diahovchenko@etech.sumdu.edu.ua.

MYKHAILO PETROVSKYI – Candidate of Physical and Mathematical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Electric Power Engineering Department; Sumy State University; Sumy, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0387-3136>; e-mail: m.petrovskyi@etech.sumdu.edu.ua.

METHODOLOGY FOR ANALYZING THE IMPACT OF ELECTRIC VEHICLES ON DISTRIBUTION NETWORKS: A THEORETICAL APPROACH

The growing demand for electricity and the rapid proliferation of electric vehicles present significant challenges for low-voltage distribution networks, particularly their critical components, such as distribution transformers. Infrastructure designed for traditional loads faces the risk of overloading due to high peak loads caused by uncontrolled electric vehicles charging. This paper develops a comprehensive methodological approach to assessing the impact of charging processes on the lifespan of distribution transformers, considering various levels of electric vehicles penetration, combinations of electrical loads, and local operating conditions. The study is based on the hypothesis that is optimizing charging schedules, particularly shifting charging to off-peak hours, can significantly reduce transformer ageing rates and enhance the reliability of the power supply. The proposed methodology employs a fuzzy logic-based model that integrates numerous factors affecting transformer performance, including ambient temperature, harmonic distortion, reactive power compensation, reverse energy flows from photovoltaic installations, and overload risks. The study examines charging scenarios on demand, off-peak charging, and a combined mode with vehicle-to-home (V2H) technology, which integrates electric vehicles as a backup energy source for household needs. The results demonstrate that such approaches can minimize network upgrade costs while maintaining network stability even under high electric vehicles penetration levels. The presented methodology provides a foundation for developing adaptive energy resource management strategies aimed at improving distribution system resilience, extending transformer lifespan, and enhancing the economic efficiency of the infrastructure.

Keywords: power distribution system; electric vehicle; charging scenarios; transformer ageing; photovoltaic installation; fuzzy logic.

НОЗДРЕНКОВ ВАЛЕРІЙ СТАНІСЛАВОВИЧ ✉ – кандидат технічних наук, доцент, докторант кафедри комп'ютерних наук та системного аналізу, Черкаський державний технологічний університет; м. Черкаси, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-0579-6821>; e-mail: v.s.nozdrenkov.d24@chdtu.edu.ua.

ПАВЛОВ АНДРІЙ ВОЛОДИМИРОВИЧ – кандидат фізико-математичних наук, доцент, доцент кафедри комп'ютеризованих систем управління, Сумський державний університет, м. Суми, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-8861-8472>; e-mail: a.pavlov@ksu.sumdu.edu.ua.

ОЛЕКСІЄНКО ГАЛИНА АНДРІЇВНА – кандидат фізико-математичних наук, доцент, доцент кафедри комп'ютерних наук, Сумський державний університет, м. Суми, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0274-5095>; e-mail: galyana2@ukr.net.

ЖУРАВЛЬОВ ОЛЕКСАНДР ЮРІЙОВИЧ – кандидат технічних наук, доцент, старший викладач кафедри комп'ютеризованих систем управління, Сумський державний університет, м. Суми, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-7834-6661>; e-mail: san.75@i.ua.

ЖУРАВЛЬОВ ЮРІЙ ОЛЕКСАНДРОВИЧ – інженер-програміст, ТОВ «НЕТКРЕКЕР», м. Суми, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-2369-198X>; e-mail: nagatoura@gmail.com.

ПРОГНОЗОВАНЕ УПРАВЛІННЯ СИСТЕМОЮ ОПАЛЕННЯ З ВИКОРИСТАННЯМ ІОТ ТА ПРЕДИКТИВНОЇ АНАЛІТИКИ

У статті розглядаються принципи та методи прогнозованого управління системами опалення з використанням технологій Інтернету речей (IoT) та предиктивної аналітики. Представлено модель керування процесом нагрівання приміщення, яка враховує теплові втрати та використовує алгоритми регулювання, що базуються на прогнозуванні зовнішньої температури. Основою моделі є інтеграція даних від IoT-датчиків і хмарного сервісу OpenWeatherMap, що дозволяє формувати коригувальний сигнал для оптимізації енергоспоживання та забезпечення стабільності температури. Запропоновано підхід до адаптації традиційних регуляторів (ПІ/ПІД) для дискретного режиму роботи котла, що гарантує якість перехідних процесів без перерегулювань і значних температурних коливань. У роботі детально описано реалізацію моделі в середовищі MATLAB Simulink, а також програмну інтеграцію через платформу Node-RED із використанням протоколу ModBus TCP. Крім того, досліджено ефективність розподіленої архітектури типу «сервер–виконуючий пристрій», яка забезпечує зручну інтеграцію IoT-систем із зовнішніми сервісами. Результати моделювання підтверджують, що врахування прогнозованих змін зовнішньої температури дозволяє суттєво знизити витрати енергії, зберігаючи тепловий комфорт і стабільність системи. Запропонована методика демонструє потенціал впровадження енергоефективних рішень для автоматизації управління кліматом у приміщеннях, а також перспективи подальшого використання IoT-технологій у цьому напрямку.

Ключові слова: інтернет речей (IoT), предиктивна аналітика, управління опаленням, теплові втрати, прогнозування температури, ПІ/ПІД-регулятор, енергоефективність, автоматизація технологічних процесів, хмарні сервіси, OpenWeatherMap, Node-RED, ModBus TCP протокол, MATLAB Simulink, дискретний режим управління, кліматичні системи.

Вступ. Сучасний розвиток технологій автоматизації та інформаційних систем значно підвищив вимоги до ефективності, адаптивності та економічності систем управління. Особливу роль у цьому контексті відіграють Інтернет речей (IoT) і технології предиктивної аналітики, які відкривають нові можливості для енергозбереження та оптимізації роботи складних інженерних систем. Зокрема, системи опалення, що є основними споживачами енергоресурсів у житлових і промислових приміщеннях, потребують впровадження інноваційних підходів для підвищення їх ефективності та зниження витрат енергії.

Рациональне використання енергоресурсів є одним із ключових завдань сучасних систем автоматизації. Інтелектуальні IoT-рішення дозволяють інтегрувати дані від датчиків, хмарних сервісів і аналітичних систем для створення прогнозованих керуючих сигналів. Це не лише оптимізує процес опалення, але й сприяє стабільності температурного режиму за рахунок врахування майбутніх змін зовнішніх умов.

Окреме місце займає проблема забезпечення низької собівартості як компонентів, так і системи в цілому, адже в багатьох випадках доступність таких

рішень стає визначальним фактором для їх впровадження. IoT, як основа інтелектуальної автоматизації, дозволяє значно знизити витрати на розробку і підтримку систем, інтегруючи існуючі сервіси для збору і обробки даних. Це відкриває перспективи для розвитку енергоефективних систем у різних сферах – від житлових приміщень до промислових об'єктів.

У роботі основна увага приділена розробці моделі управління процесом опалення приміщень, що враховує теплові втрати, дискретний режим роботи котла та прогнозування зовнішньої температури на основі даних сервісу OpenWeatherMap. Особливістю запропонованого підходу є адаптація класичних алгоритмів регулювання (ПІ/ПІД) для дискретної реалізації, що дозволяє досягти високої якості перехідних процесів без перерегулювань і значних температурних коливань.

Запропонована методика забезпечує енергоефективність, масштабованість і надійність архітектури типу «сервер–виконуючий пристрій», що робить її перспективною для використання у системах управління мікрокліматом у житлових, офісних та



промислових об'єктах. Впровадження таких рішень відповідає сучасним трендам у галузі енергозбереження та автоматизації.

Мета статті. Метою статті є розробка та дослідження методики прогнозованого управління системами опалення з використанням технологій IoT та предиктивної аналітики. Основні акценти зроблено на створенні моделі, яка враховує теплові втрати, особливості дискретного режиму роботи котла та алгоритмів регулювання на основі прогнозування зовнішньої температури.

Завданнями, які вирішуються в рамках дослідження, є:

- Аналіз сучасних тенденцій та технологій в області управління системами опалення.
- Розробка моделі керування, що інтегрує дані від IoT-датчиків та хмарних сервісів для створення коригувальних сигналів.
- Адаптація класичних ПІ/ПД регуляторів для дискретного режиму роботи.
- Впровадження методів прогнозування зовнішньої температури для оптимізації енергоспоживання та забезпечення стабільності температурного режиму.
- Реалізація програмної інтеграції моделі через платформу Node-RED із використанням протоколу ModBus TCP.

Стаття спрямована на підвищення енергоефективності систем опалення, зменшення витрат енергоресурсів та забезпечення стабільного кліматичного комфорту в приміщеннях. Запропонований підхід також відкриває перспективи для широкого впровадження інноваційних IoT-рішень у галузі автоматизації управління кліматом.

1. Огляд літературних джерел. Проблема енергозбереження та ресурсозбереження останніми роками стала одним із ключових завдань для розробників систем управління. Системи опалення та опалювальні прилади є одними з основних споживачів енергоресурсів, тому від їхньої ефективної роботи безпосередньо залежить питання економного та ефективного використання енергії.

Для вирішення поставлених завдань розробники все частіше вдаються до створення інтелектуальних систем керування з використанням IoT.

Багато публікацій присвячено опису систем керування мікрокліматом приміщень на основі IoT.

Так, у статті [1] описана система управління кондиціонером з використанням Інтернету речей, що включає лічильник, шлюз, модулі хмарних обчислень. Використовуючи результати аналізу та сигналів роботи обладнання, хмара генерує рішення для ефективного локального управління виконавчими механізмами.

Аналогічна система управління розглянута у статті [2], де показано ефективність її застосування для опалення, вентиляції та кондиціонування повітря у приміщенні.

Структура платформи, що поєднує новітні платформи Інтернету речей та масиву даних з алгоритмами машинного навчання та програмами

управління моделями з прогнозуванням на базі MATLAB для управління вентиляцією будівель представлена в роботі [3]. Результати досліджень показали зниження енергоспоживання системою вентиляції приблизно на 16 %.

Найчастіше для створення систем керування нагрівання приміщень використовуються відносно недорогі засоби автоматизації, в результаті вартість самої системи виходить досить низькою. У роботі [4] описано розроблений термостат з урахуванням Інтернету речей. Для створення автор використовував мікроконтролери Arduino, пов'язані між собою через модулі nRF24L01, датчики температури DHT22 та ESP8266 для Інтернету.

Використанню технологій Інтернету речей для контролю та моніторингу температури у теплиці присвячена стаття [5]. Тут описана енергоефективна система, що масштабується для моніторингу температури навколишнього середовища і контролю температури всередині приміщення на основі моделі мереж Петрі, здатна обробляти великі обсяги даних, що приймаються від датчиків, з використанням моделі даних динамічного графа.

Особливе місце у публікаціях присвячене прогнозованому управлінню опалювальними приладами для підтримки температури в приміщенні, а отже – прогнозованому споживанню енергоресурсів.

У недавньому минулому було проведено велику кількість досліджень щодо зниження енергоспоживання за допомогою Інтернету речей та прогнозування енергоспоживання (IoT-ESP). [6]

У роботі [6] показано, що багато досліджень у цій галузі використовують лише короткострокове прогнозування навантаження і є необхідність у розширенні досліджень з метою охопити більш довгострокові часові рамки.

Огляду передових стратегій управління споживанням електроенергії та їхнього впливу на будівлі та технічні системи з погляду економії енергії та витрат присвячена стаття [7]. Тут показано, що стратегії мають бути прогнозуючими та адаптуючими до зміни температур довкілля.

У статті [8] описано значення Інтернету речей для ефективного управління енергоспоживанням. Розроблено моделі рекурентної нейронної мережі Елмана та експоненційної для прогнозування споживання електроенергії, керованої IoT. Моделі здатні прогнозувати споживання електроенергії на підставі прогнозних даних температури навколишнього середовища, що призводить до мінімізації витрат електроенергії, економії коштів.

Так, у роботі [9] розроблено платформу масиву даних на основі IoT з метою прогнозування потреб будівель на день вперед. За допомогою кластерного аналізу визначаються закономірності добового профілю погоди, які поряд із показаннями датчиків IoT, специфікою роботи будівлі використовуються для навчання прогностичних моделей. Авторами встановлено, що в результаті використання датчиків IoT загальна точність прогнозування може бути покращена.

У статті [10] наведено інноваційне дослідження передиктивного управління енергоспоживанням будівлі в рамках чотирьохрівневої архітектури Інтернету речей. Представлено дві стратегії, що базуються на побудові прогностичних моделей з використанням алгоритмів дерева регресії та бустингу найменших квадратів.

Для вирішення проблеми температурного дисбалансу в системах опалення будівель у статті [11] запропоновано стратегію управління, яка базується на прогнозуванні та коригуванні навантаження відповідно до температури приміщення. Рівень економії енергії при цьому становив близько 6,75 %.

Цій же тематиці присвячено роботу [12], де запропоновано використовувати онлайн-машину послідовного екстремального навчання для прогнозування температури подачі теплоносія, лінійну модель для прогнозування температури в приміщенні, і як результат – встановлення інтегрованої стратегії регулювання температури теплоносія. Результати досліджень показали, що індекс ефективності роботи, що виконується з використанням стратегії регулювання, запропонованої у даній статті, на 9,31 %, 16,33 % і 20,87 % вище, ніж використання цієї стратегії.

Удосконалена практична система предиктивного управління на основі моделі для забезпечення теплового балансу, яка включає прогностичну модель множинної лінійної регресії та інноваційний нечіткий контролер, який враховує індекс прогнозованого середнього значення та умови зовнішнього середовища, описана в статті [13]. На думку авторів, це рішення здатне оптимізувати умови теплового комфорту в різні пори року і перевершує традиційні підходи щодо продуктивності.

Контролер теплового комфорту на основі прогнозного управління моделлю, інтегрований в існуючу систему енергоефективного управління тепловим комфортом, який також використовує індекс прогнозованого середнього значення підвищення енергоефективності і теплового комфорту, представлений в [14].

Модель оцінки для більш обґрунтованого прогнозування теплового навантаження для інтелектуальної системи централізованого теплопостачання, яка базується на просторово-часовій гібридній згортковій нейронній мережі з довгостроковим і короткостроковим запам'ятовуючим пристроєм представлена в [15]. В результаті проведених експериментів автори статті стверджують, що використання цієї моделі мають очевидні переваги точності прогнозування теплового навантаження.

Методологія використання моделі сірого ящика з метою оцінки теплової динаміки у приміщеннях на основі фільтра Калмана та стану теплової мережі представлена в [16]. Зважаючи на відсутність реальних даних, отриманих за допомогою IoT, набір даних був створений за допомогою програмного забезпечення Energy + з посиланням на реальні моделі будівель. Результати демонструють точність даної методології у прогнозуванні зміни температури у приміщенні протягом наступної доби з максимальною помилкою

менше 2°C з урахуванням даних за рік з різними погодними умовами.

Механізм управління завданнями IoT, який базується на передиктивній оптимізації з метою мінімізації споживання енергії в будинках представлений у [17]. Він включає модуль передиктивної оптимізації на підставі прогнозування і модуль оптимізації для вирішення завдань мінімізації споживання енергії. Автори, на основі проведених досліджень, стверджують, що даний механізм працює краще, ніж окремо взяті механізми прогнозування та оптимізації.

Прикладну методику швидкого переходу від задалегідь оптимізованого опорного алгоритму управління до його дискретизованого (програмного) аналога для потреб дискретного управління об'єктами, що працюють за принципом on-off, наведена в роботі [18]. Ця методика може бути корисною при проектуванні та реалізації бюджетних систем автоматичного управління, зокрема, на основі єдиної інформаційно-керуючої мережі за клієнт-серверним принципом.

Враховуючи вищевикладене можна зробити висновок, що завдання синтезу системи регулювання, використовуючи IoT, з урахуванням прогнозування даних є актуальною і потребує подальших досліджень.

2. Моделювання процесу керування системою опалення. Для моделювання процесу керування опаленням приміщення та аналізу ключових параметрів в середовищі MATLAB біла реалізована схема, наведена на рис. 1.

Як видно з рисунку, відповідна модель включає в себе наступні підсистеми:

- підсистема приміщення («ROOM»);
- підсистема опорного алгоритму керування («PID(s)»);
- підсистема програмної адаптації опорного алгоритму для дискретного режиму роботи котла («Soft adaptation for discrete mode»);
- підсистема коригування типового алгоритму керування за рахунок предикції значень температури зовнішнього до приміщення середовища («Predict Subsystem»);
- підсистема врахування теплових втрат («Heat losses»).

Для візуалізації результатів моделювання та більш зручного їх аналізу використані наступні блоки:

- результуюче значення температури в приміщенні («Temperature»);
- значення витраченої теплової енергії («Heat»);
- графіки перехідних процесів за ключовими параметрами («Modeling results»);
- графік адаптаційної характеристики для використання на рівні кода IoT-модуля або при налаштуванні сервера Node-Red («Adaptive characteristic»).

Приклади результатів моделювання наведені на рис. 2 та рис.3.

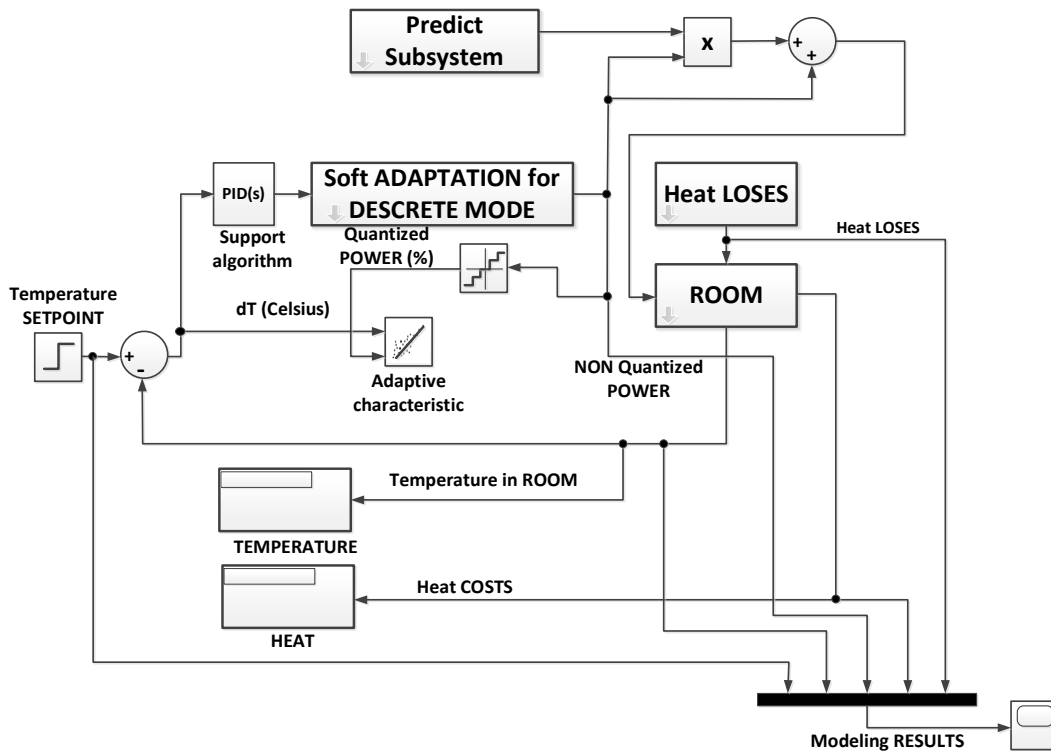


Рисунок 1 – Схема для моделювання процесу керування опаленням приміщення в середовищі MATLAB

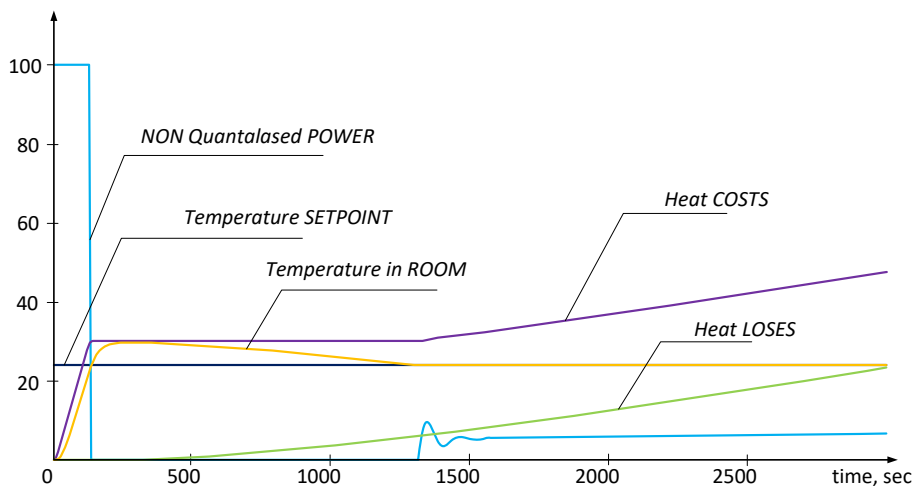


Рисунок 2 – Приклад перехідних процесів в системі при використанні у якості опорного алгоритму керування ПІД-регулятора з параметрами $P = 12$, $I = 12$, $D = 0.1$, $N = 200$

2.1 Моделювання ключових підсистем управління опаленням. З урахуванням аспектів, вказаних при формалізації приміщення як об'єкта керування, наведено приклади реалізації ключових підсистем моделювання. Кожна підсистема має свою роль у забезпеченні стабільного, точного та енергоефективного керування процесом нагрівання приміщення. Загальна структура системи керування опаленням охоплює вимірювання та збір даних від різних сенсорів, аналіз отриманої інформації, реалізацію алгоритмів ПІД-регулювання, забезпечення дискретного режиму роботи котла, прогнозування навантаження і постійний контроль енергоефективності. Такі сенсори фіксують температуру, вологість та інші параметри, а результати

вимірювань проходять цифрову обробку і фільтрацію. ПІД-регулятор із заданими значеннями параметрів $P = 12$, $I = 12$, $D = 0.1$ і $N = 200$ реагує на відхилення реальної температури від встановленого рівня, забезпечуючи швидку стабілізацію та уникаючи різких стрибків (рис. 3).

Дискретний режим роботи котла реалізується через вмикання і вимикання теплоносія в оптимальні часові інтервали, що дає змогу економити енергію та утримувати бажану температуру. Важливу роль відіграє прогнозування теплового навантаження з урахуванням теплоємності конструкцій і факторів довкілля, щоб забезпечити комфорт за мінімальних витрат ресурсу. Система додатково оснащується механізмами моніторингу та оповіщення, завдяки яким

оператор може стежити за станом усіх компонентів та оперативно реагувати на критичні відхилення. У прикладі, представленому на рис. 3, наведено адаптаційну характеристику дискретного режиму роботи котла, яка демонструє, як обираються робочі цикли залежно від поточної температури та умов у приміщенні. Такий підхід дає змогу точно регулювати споживання енергії й одночасно підтримувати стабільне теплове середовище, а налаштування регулятора коригуються залежно від фактичної поведінки системи, що підвищує її гнучкість та енергоефективність.

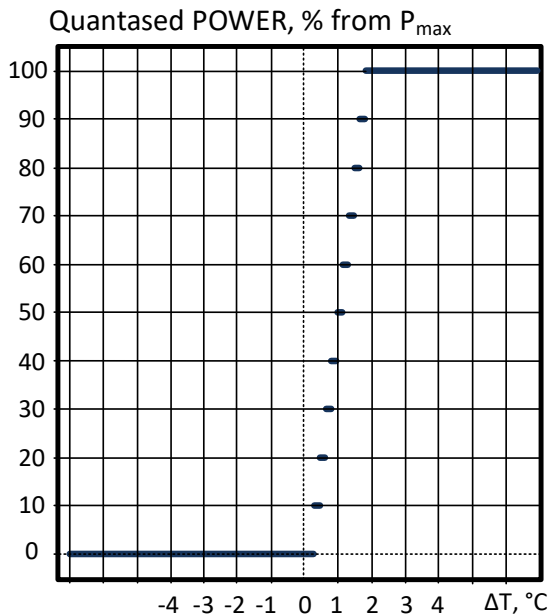


Рисунок 3 – Приклад адаптаційної характеристики для дискретного режиму роботи котла при використанні у якості опорного алгоритму керування ПІД-регулятора з параметрами $P=12$, $I=12$, $D=0.1$, $N=200$.

Рис. 4 демонструє реалізацію підсистеми програмної адаптації опорного алгоритму для дискретного режиму роботи нагрівача («Soft adaptation for discrete mode»). Ця підсистема забезпечує конвертацію безперервних сигналів, які генерує базовий регулятор, у дискретні керуючі команди для виконавчих пристроїв. Такий підхід дозволяє ефективно керувати нагрівачами, що працюють у режимі «On/Off». Зокрема, використання адаптаційної характеристики мінімізує перерегулювання, стабілізує роботу системи та зменшує витрати енергоресурсів. Вона враховує затримки між ввімкненням нагрівача і зміною температури, що дозволяє уникнути надлишкової роботи обладнання.

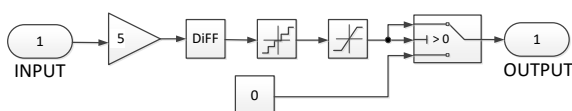


Рисунок 4 – Приклад реалізації підсистеми програмної адаптації опорного алгоритму для дискретного режиму роботи нагрівача («Soft adaptation for discrete mode»)

Рис. 5 представляє підсистему моделювання приміщення («ROOM»), яка є центральним елементом загальної моделі. Вона враховує характеристики теплоємності та тепловтрат приміщення, а також зовнішні впливи, такі як зміна температури повітря і сонячне випромінювання. Ця підсистема дозволяє оцінити, як швидко приміщення може нагрітися або охолодитися за різних умов, і дає змогу протестувати різні стратегії керування без реальних експериментів. Вона також моделює взаємодію системи опалення з такими елементами, як вікна, стіни й вентиляція.

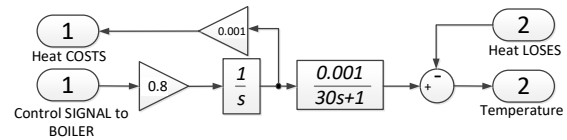


Рисунок 5 – Приклад реалізації підсистеми приміщення («ROOM»)

Рис. 6 показує підсистему врахування теплових втрат («Heat losses»). Ця частина моделі є критично важливою, оскільки тепловтрати впливають на загальну ефективність системи. У моделі враховуються такі фактори, як якість теплоізоляції, площа поверхонь, через які відбувається теплообмін, а також різниця між внутрішньою і зовнішньою температурами. Завдяки цій підсистемі можна оптимізувати потужність нагрівача, запобігти надмірному нагріванню та знизити витрати енергії.

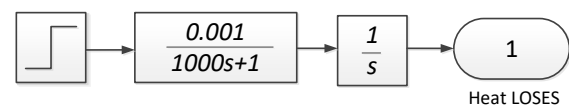


Рисунок 6 – Приклад реалізації підсистеми врахування теплових втрат («Heat losses»)

Рис. 7 ілюструє підсистему коригування типового алгоритму керування на основі прогнозу зовнішньої температури («Predict Subsystem»). Цей модуль інтегрує дані прогнозів погоди, отримані через API таких сервісів, як OpenWeatherMap, у процес управління. Він розраховує необхідні коригувальні зміни до базових параметрів керування, щоб компенсувати очікувані зміни в зовнішніх умовах. Наприклад, якщо прогнозується значне зниження температури, підсистема заздалегідь збільшує потужність опалення, щоб уникнути різкого падіння температури в приміщенні. Це дозволяє підтримувати стабільний клімат із мінімальними витратами енергії.

Крім того, реалізація цих підсистем у середовищі MATLAB Simulink дозволяє проводити симуляції різних сценаріїв і тестувати нові стратегії керування до їх впровадження в реальних умовах. Усі підсистеми розроблені так, щоб забезпечити взаємодію між собою в рамках єдиної архітектури системи керування.

Таким чином, комплексний підхід до моделювання із врахуванням теплових втрат, прогнозування та дискретного режиму роботи забезпечує високу ефективність і надійність системи опалення. Це дозволяє знизити експлуатаційні витрати,

підвищити комфорт користувачів і зменшити вплив на навколишнє середовище.

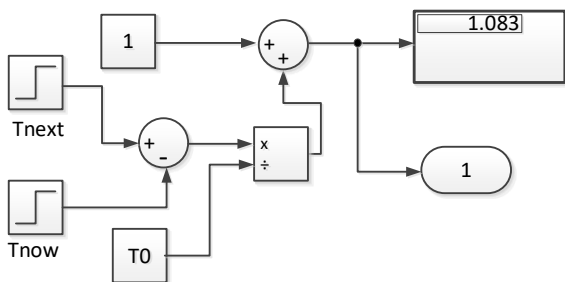


Рисунок 7 – Приклад реалізації підсистеми коригування типового алгоритму керування за рахунок предикції значень температури зовнішнього до приміщення середовища («Predict Subsystem»)

2.2 Аналіз результатів моделювання. На основі розробленої моделі та методики було проведено серію аналітичних експериментів у середовищі MATLAB Simulink. У даній роботі представлені результати, які безпосередньо ілюструють основні принципи, реалізовані під час створення моделі процесу нагрівання приміщення та керування з урахуванням теплових втрат. Особлива увага приділена методиці врахування предикції температури навколишнього середовища на основі даних зовнішнього хмарного погодного сервісу OpenWeatherMap. Важливим аспектом є те, що адаптаційна характеристика залишалася незмінною при переведенні базового алгоритму керування в дискретний режим для пристроїв, які працюють за схемою «On/Off».

Практична частина роботи дозволила зробити такі висновки:

- **Стійкість перехідного процесу.** Використання ПІ або ПІД закону регулювання, доповненого предикційною складовою, у типовому алгоритмі керування забезпечує стійкий перехідний процес температури навіть у дискретному режимі роботи котла.

- **Якість регулювання.** Показники перехідного процесу відповідають загальноприйнятими нормам, зокрема перерегулювання становить менше 1%; Коливальність системи є вкрай низькою, що дозволяє наблизити перехідний процес до аперіодичного другого порядку. Аналогічні результати спостерігаються при використанні контурів регулювання з передатними функціями, подібними до фільтрів Баттерворта другого порядку.

- **Енергоефективність.** Використання предикції дозволяє суттєво знизити витрати газу для опалення приміщення, не погіршуючи якість перехідного процесу та стійкість системи. Це досягається за рахунок врахування прогнозованих змін температури навколишнього середовища разом із пропорційно-інтегральним або пропорційно-інтегрально-диференціальними законами регулювання. У результаті запобігається формування великих температурних градієнтів, особливо під час розігріву приміщення.

- **Простота впровадження.** Використання адаптаційної характеристики значно полегшує процес налаштування та розгортання алгоритму керування в серверній частині системи. Це спрощує інтеграцію та експлуатацію системи в реальних умовах.

- **Зручність архітектури.** Представлена архітектура системи керування типу «сервер – виконуючий пристрій» із зворотним зв'язком на основі спільної інформаційно-керуючої мережі підтвердила свою ефективність і зручність. Для забезпечення високого рівня достовірності передачі даних рекомендується використовувати промислові протоколи, такі як ModBus TCP.

Проведені моделювання підтвердили, що розроблена модель та методика є ефективним підходом до прогнозованого управління системою опалення. Вони забезпечують стабільну роботу, знижують енергоспоживання та є перспективними для впровадження в інтелектуальних системах автоматизації.

3. Програмування IoT-модуля. Розробка та впровадження IoT-модуля є критично важливими етапами для реалізації ефективної системи керування процесами опалення. Нижче наведено детальний опис серверної частини, її функціональних складових та підсистем, які забезпечують інтеграцію IoT-модуля в загальну архітектуру системи.

3.1 Серверна частина. Для реалізації алгоритмів керування, отриманих у процесі моделювання, було обрано серверний підхід. Сервер розміщується в локальній інформаційно-керуючій мережі, що забезпечує централізовану обробку даних і передавання команд IoT-модулю. Така структура має низку переваг:

- **Високі обчислювальні можливості.** Сервер здатний обробляти значні обсяги даних та використовувати складні аналітичні алгоритми.

- **Інтеграція хмарних обчислень.** Використання хмарних і туманних обчислень дозволяє підвищити точність та якість процесу керування.

- **Гнучкість і адаптивність.** Сервер може оперативно коригувати уставки та використовувати актуальні дані з зовнішніх сервісів, наприклад, прогнозу погоди.

- **Масштабованість.** Інтеграція з екосистемою IoT дозволяє легко додавати нові пристрої або функції.

Передавання параметрів керування здійснюється через промисловий протокол ModBus TCP, що забезпечує високу надійність і точність. Для налаштування та візуалізації процесів використовується середовище Node-RED, яке підтримує гнучке програмування завдяки більш ніж 250 тисячам додаткових бібліотек. Проведені тести підтвердили універсальність Node-RED для роботи на різних платформах, включаючи Windows, Linux, Android та Raspbian.

3.2 Керуюча складова серверної частини. Серверна частина містить спеціалізований потік даних, що опрацьовує змінні протоколу ModBus TCP – «Temperature CHANNEL», показана на рис. 8.

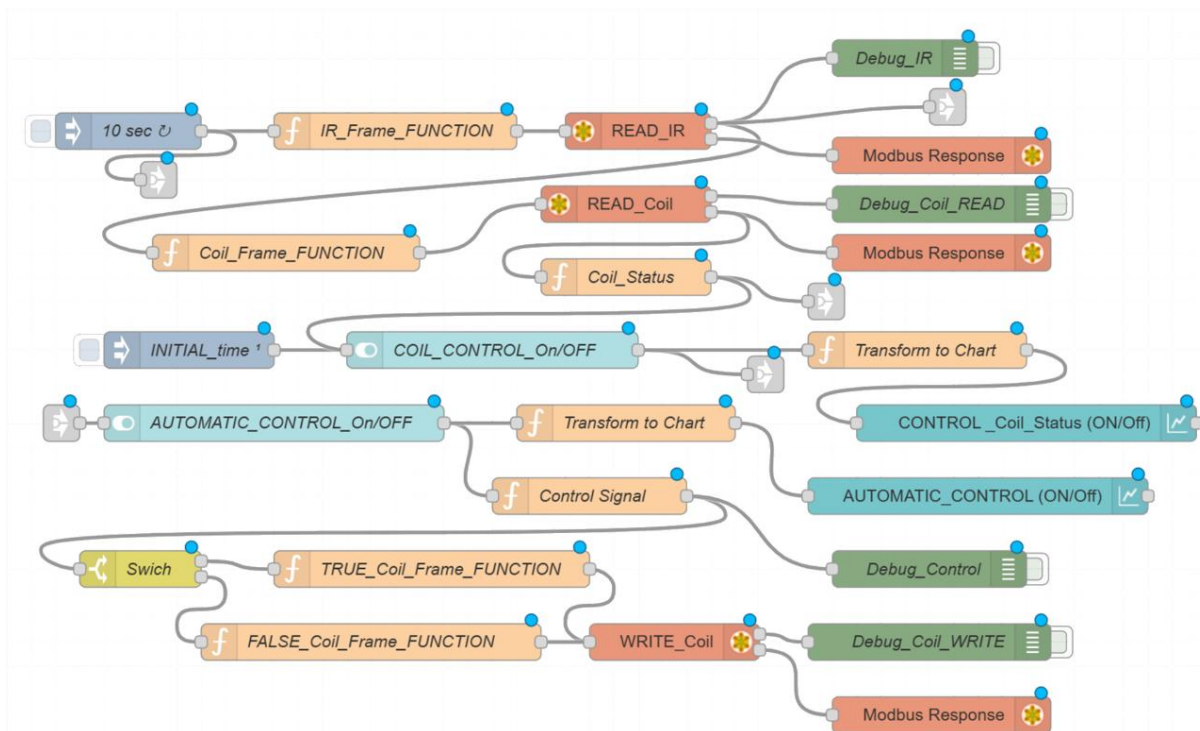


Рисунок 8 – Програма реалізації потоку «Temperature CHANNEL»

Цей потік реалізує такі функції:

- Зчитування фактичного значення температури у приміщенні (формат Input Register).
- Обробка керуючих сигналів у дискретному режимі роботи (формат Coil).
- Формування даних для людино-машинного інтерфейсу (НМІ) з можливістю тонкого налаштування.

3.3 Алгоритм керування. Основний алгоритм керування, програмна реалізація якого представлена на рис. 9, винесено в окремий інформаційний потік – «CONTROL», показаний на рис. 10. Така сегментація дозволяє:

- Полегшити програмування і тестування.
- Забезпечити незалежність окремих частин системи.
- Уникнути конфліктів даних між підсистемами.

```
var dT = msg.payload;
var P = 0;
if (dT < 0.5) { P = 0; }
if (dT >= 0.5 && dT < 1.5) { P = 1; }
if (dT >= 1.5 && dT < 2.5) { P = 2; }
if (dT >= 2.5 && dT < 3.5) { P = 3; }
if (dT >= 3.5 && dT < 4.5) { P = 4; }
if (dT >= 4.5 && dT < 5.5) { P = 5; }
if (dT >= 5.5 && dT < 6.5) { P = 6; }
if (dT >= 6.5 && dT < 7.5) { P = 7; }
if (dT >= 7.5 && dT < 8.5) { P = 8; }
if (dT >= 8.5) { P = 9; }
return { power: P };
```

Рисунок 9 – Програма реалізація вузла «Algorithm»

Адаптаційна характеристика, розроблена під час моделювання, реалізована в програмному вигляді за допомогою JavaScript у вузлі «Algorithm». Це дозволяє легко інтегрувати її в серверну частину та пристрої, що працюють у дискретному режимі. Використання таких характеристик значно спрощує налаштування алгоритму керування.

3.4 Предиційна складова. Для реалізації функцій прогнозування використовується окремий інформаційний потік «OpenWeatherMap_predict». Ця підсистема виконує такі задачі:

- Відправка GET-запиту до сервісу OpenWeatherMap для отримання прогнозів погоди. Наприклад для Черкас необхідно виконати запит (в даному випадку Черкаси, id=710791): https://api.openweathermap.org/data/2.5/forecast?id=710791&appid=YOUR_API_KEY
- Парсинг отриманих JSON-даних та обчислення необхідних значень для коригування сигналів.
- Інтеграція прогнозних даних у процес керування.
- Програмна реалізація методу предикції представлена на рис. 11. Вона дозволяє враховувати майбутні зміни температури зовнішнього середовища, що забезпечує стабільну роботу системи опалення з мінімальним енергоспоживанням.

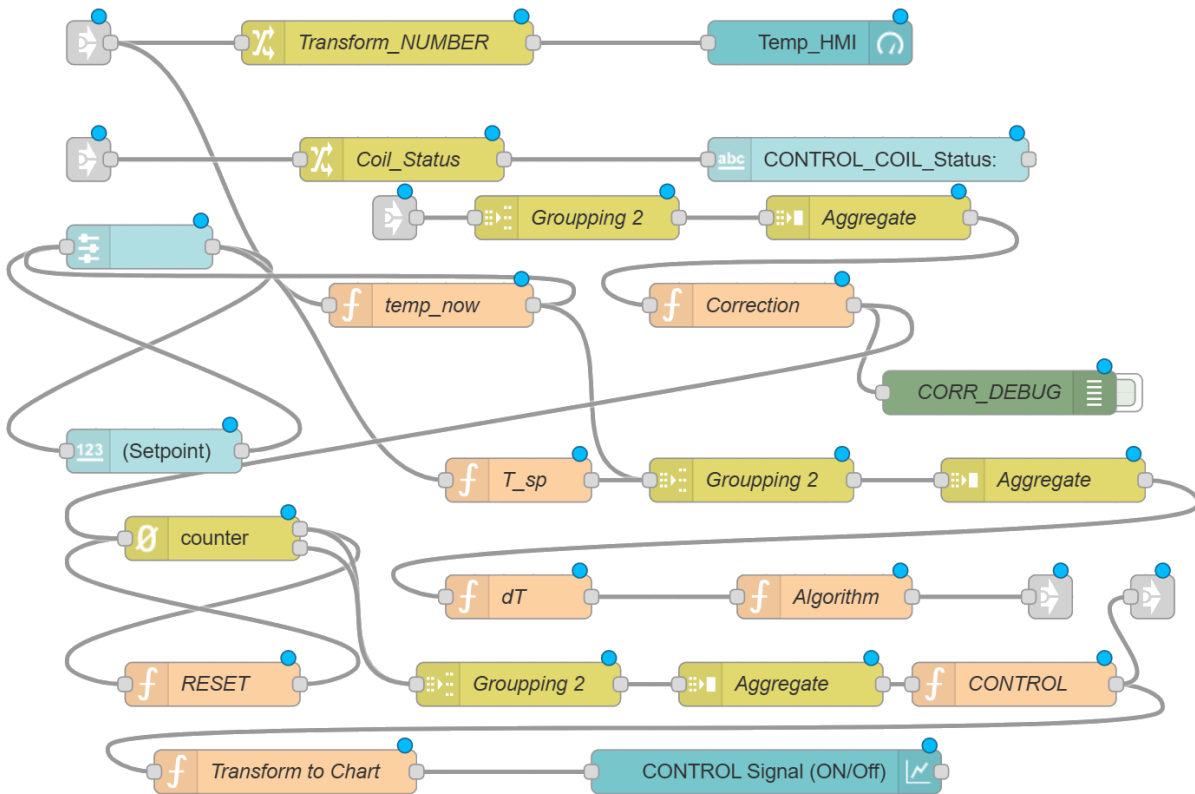


Рисунок 10 – Програма реалізації потоку «CONTROL»

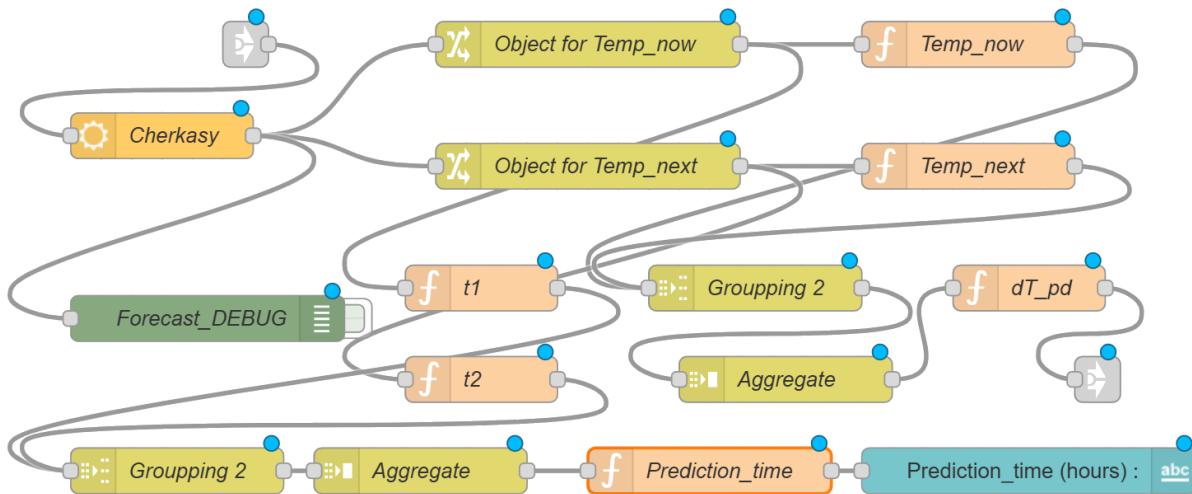


Рисунок 11 – Реалізація методу предикції у вузлі «OpenWeatherMap_predict»

Таким чином, реалізована серверна архітектура забезпечує ефективну інтеграцію IoT-модуля в систему керування. Використання передових інструментів, таких як Node-RED і OpenWeatherMap, дозволяє автоматизувати процеси, підвищити їхню точність і зменшити витрати енергії. Представлена методика є універсальним рішенням для впровадження в інтелектуальні системи керування мікрокліматом у приміщеннях.

Висновки. У даній статті представлено інноваційний підхід до прогнозованого управління системами опалення з використанням технологій Інтернету речей (IoT) та предиктивної аналітики.

Проведене дослідження дозволило розробити ефективну модель управління, що враховує теплові втрати, дискретний режим роботи котла та зовнішні погодні умови, прогнозовані за допомогою сервісу OpenWeatherMap.

Запропонована методика є універсальною та може бути застосована для управління мікрокліматом не лише в житлових, а й у промислових приміщеннях, теплицях та інших об'єктах. Подальші дослідження можуть бути зосереджені на інтеграції нових типів датчиків та алгоритмів машинного навчання для ще більшої оптимізації енергоспоживання.

Список літератури

1. An iot-based smart controlling system of air conditioner for high energy efficiency / W. Song et al. 2017 *IEEE International Conference on Internet of Things (iThings) and IEEE Green Computing and Communications (GreenCom) and IEEE Cyber, Physical and Social Computing (CPSCom) and IEEE Smart Data (SmartData)*, Exeter, UK, 21–23 June 2017. P. 442–449. DOI: <https://doi.org/10.1109/ithings-greencom-cpscom-smartdata.2017.72>.
2. IoT based architecture for model predictive control of HVAC systems in smart buildings / R. Carli et al. *Sensors*. 2020. Vol. 20, no. 3. 781. DOI: <https://doi.org/10.3390/s20030781>.
3. Internet-of-Things based hardware-in-the-loop framework for model-predictive-control of smart building ventilation / A. Kharbouch et al. *Sensors*. 2022. Vol. 22, no. 20. 7978. DOI: <https://doi.org/10.3390/s22207978>.
4. An IoT based smart thermostat / L. Ozgur et al. 2018 *5th International Conference on Electrical and Electronic Engineering (ICEEE)*, Istanbul, Turkey, 3–5 May 2018. P. 252–256. DOI: <https://doi.org/10.1109/iceee2.2018.8391341>.
5. Subahi A. F., Bouazza K. E. An intelligent iot-based system design for controlling and monitoring greenhouse temperature. *IEEE Access*. 2020. Vol. 8. P. 125488–125500. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2020.3007955>.
6. Cheng Y. L., Lim M. H., Hui K. H. Impact of internet of things paradigm towards energy consumption prediction: a systematic literature review. *Sustainable Cities and Society*. 2022. Vol. 78. 103624. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.103624>.
7. Adaptive-predictive control strategy for HVAC systems in smart buildings – A review / M. Gholamzadehmir et al. *Sustainable Cities and Society*. 2020. Vol. 63. 102480. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102480>.
8. Bedi G., Venayagamoorthy G. K., Singh R. Development of an IoT-driven building environment for prediction of electric energy consumption. *IEEE Internet of Things Journal*. 2020. Vol. 7, no. 6. P. 4912–4921. DOI: <https://doi.org/10.1109/jiot.2020.2975847>.
9. Development of an IoT-based big data platform for day-ahead prediction of building heating and cooling demands / X. J. Luo et al. *Advanced Engineering Informatics*. 2019. Vol. 41. 100926. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.aei.2019.100926>.
10. Data-Driven predictive control of building energy consumption under the IoT architecture / J. Ke et al. *Wireless Communications and Mobile Computing*. 2020. Vol. 2020. 849541. DOI: <https://doi.org/10.1155/2020/8849541>.
11. Integrated control strategy of district heating system based on load forecasting and indoor temperature measurement / C. Sun et al. *Energy Reports*. 2022. Vol. 8. P. 8124–8139. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.06.031>.
12. Study of an integrated control method for heating substations based on prediction of water-supply temperature and indoor temperature / X. Gao et al. *Buildings*. 2022. Vol. 12, no. 3. 351. DOI: <https://doi.org/10.3390/buildings12030351>.
13. Hang L., Kim D.-H. Enhanced model-based predictive control system based on fuzzy logic for maintaining thermal comfort in iot smart space. *Applied Sciences*. 2018. Vol. 8, no. 7. 1031. DOI: <https://doi.org/10.3390/app8071031>.
14. Predictive thermal comfort control for cyber-physical home systems / O. Sian En et al. 2018 *13th Annual Conference on System of Systems Engineering (SoSE)*, Paris, France, 19–22 June 2018. P. 444–451. DOI: <https://doi.org/10.1109/sysose.2018.8428734>.
15. Predicting hourly heating load in a district heating system based on a hybrid CNN-LSTM model / J. Song et al. *Energy and Buildings*. 2021. Vol. 243. 110998. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.110998>.
16. An online Grey-box model based on Unscented Kalman Filter to predict temperature profiles in smart buildings / M. Massano et al. *Energies*. 2020. Vol. 13, no. 8. 2097. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13082097>.
17. Imran, Iqbal N., Kim D. H. IoT task management mechanism based on predictive optimization for efficient energy consumption in smart residential buildings. *Energy and Buildings*. 2022. Vol. 257. 111762. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.111762>.
18. Програмна адаптація опорного алгоритму для дискретного регулювання / В. С. Ноздренков та ін. *Проблеми інформатизації*

та управління. 2024. Т. 2, № 78. С. 52–60. DOI: <https://doi.org/10.18372/2073-4751.78.18961>.

References

1. W. Song, N. Feng, Y. Tian, and S. Fong, “An iot-based smart controlling system of air conditioner for high energy efficiency”, in *2017 IEEE International Conference on Internet of Things (iThings) and IEEE Green Computing and Communications (GreenCom) and IEEE Cyber, Physical and Social Computing (CPSCom) and IEEE Smart Data (SmartData)*, Exeter, UK, UK, Jun. 21–23, 2017. n.d., pp. 442–449, doi: <https://doi.org/10.1109/ithings-greencom-cpscom-smartdata.2017.72>
2. R. Carli, G. Cavone, S. Ben Othman, and M. Dotoli, “IoT based architecture for model predictive control of HVAC systems in smart buildings”, *Sensors*, vol. 20, no. 3, Jan. 2020, Art. no. 781, doi: <https://doi.org/10.3390/s20030781>
3. A. Kharbouch et al., “Internet-of-Things based hardware-in-the-loop framework for model-predictive-control of smart building ventilation”, *Sensors*, vol. 22, no. 20, Oct. 2022, Art. no. 7978, doi: <https://doi.org/10.3390/s22207978>
4. L. Ozgur, V. K. Akram, M. Challenger, and O. Dagdeviren, “An IoT based smart thermostat”, in *2018 5th International Conference on Electrical and Electronic Engineering (ICEEE)*, Istanbul, Turkey, May 3–5, 2018. n.d., pp. 252–256, doi: <https://doi.org/10.1109/iceee2.2018.8391341>
5. A. F. Subahi and K. E. Bouazza, “An intelligent iot-based system design for controlling and monitoring greenhouse temperature”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 125488–125500, 2020, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2020.3007955>
6. Y. L. Cheng, M. H. Lim, and K. H. Hui, “Impact of Internet of Things paradigm towards energy consumption prediction: A systematic literature review”, *Sustainable Cities and Society*, vol. 78, Mar. 2022, Art. no. 103624, doi: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.103624>
7. M. Gholamzadehmir, C. Del Pero, S. Buffa, R. Fedrizzi, and N. Aste, “Adaptive-predictive control strategy for HVAC systems in smart buildings – A review”, *Sustainable Cities and Society*, vol. 63, Dec. 2020, Art. no. 102480, doi: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102480>
8. G. Bedi, G. K. Venayagamoorthy, and R. Singh, “Development of an IoT-driven building environment for prediction of electric energy consumption”, *IEEE Internet of Things Journal*, vol. 7, no. 6, pp. 4912–4921, Jun. 2020, doi: <https://doi.org/10.1109/jiot.2020.2975847>
9. X. J. Luo, L. O. Oyedele, A. O. Ajayi, C. G. Monyei, O. O. Akinade, and L. A. Akanbi, “Development of an IoT-based big data platform for day-ahead prediction of building heating and cooling demands”, *Advanced Engineering Informatics*, vol. 41, Aug. 2019, Art. no. 100926, doi: <https://doi.org/10.1016/j.aei.2019.100926>
10. J. Ke et al., “Data-Driven predictive control of building energy consumption under the IoT architecture”, *Wireless Communications and Mobile Computing*, vol. 2020, Dec. 2020, Art. no. 849541, doi: <https://doi.org/10.1155/2020/8849541>
11. C. Sun et al., “Integrated control strategy of district heating system based on load forecasting and indoor temperature measurement”, *Energy Reports*, vol. 8, pp. 8124–8139, Nov. 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.06.031>
12. X. Gao, M. Jia, S. Cao, and C. Qi, “Study of an integrated control method for heating substations based on prediction of water-supply temperature and indoor temperature”, *Buildings*, vol. 12, no. 3, Mar. 2022, Art. no. 351, doi: <https://doi.org/10.3390/buildings12030351>
13. L. Hang and D.-H. Kim, “Enhanced model-based predictive control system based on fuzzy logic for maintaining thermal comfort in iot smart space”, *Applied Sciences*, vol. 8, no. 7, Jun. 2018, Art. no. 1031, doi: <https://doi.org/10.3390/app8071031>
14. O. Sian En, M. Yoshiki, Y. Lim, and Y. Tan, “Predictive thermal comfort control for cyber-physical home systems”, in *2018 13th Annual Conference on System of Systems Engineering (SoSE)*, Paris, France, Jun. 19–22, 2018. n.d., pp. 444–451, doi: <https://doi.org/10.1109/sysose.2018.8428734>
15. J. Song, L. Zhang, G. Xue, Y. Ma, S. Gao, and Q. Jiang, “Predicting hourly heating load in a district heating system based on a hybrid CNN-LSTM model”, *Energy and Buildings*, vol. 243, Jul. 2021, Art. no. 110998, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.110998>
16. M. Massano, E. Patti, E. Macii, A. Acquaviva, and L. Bottaccioli, “An online Grey-box model based on Unscented Kalman Filter to predict temperature profiles in smart buildings”, *Energies*, vol. 13,

- no. 8, Apr. 2020, Art. no. 2097, doi: <https://doi.org/10.3390/en13082097>
17. Imran, N. Iqbal, and D. H. Kim, "IoT task management mechanism based on predictive optimization for efficient energy consumption in smart residential buildings", *Energy and Buildings*, vol. 257, Feb. 2022, Art. no. 111762, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.111762>
18. V. S. Nozdrenkov, A. V. Pavlov, G. A. Oleksienko, O. Yu. Zhuravlov, and Yu. O. Zhuravlov, "Soft-adaptation of reference algorithm for discrete control", *Problems of Informatization and Management*, vol. 2, no. 78, pp. 52–60, Jul. 2024, doi: <https://doi.org/10.18372/2073-4751.78.18961> (in Ukrainian)

Надійшла (received) 09.12.2024

UDC 681.518:004.942

VALERII NOZDRENKOV ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Doctoral Candidate at the Department of Computer Science and Systems Analysis, Cherkasy State Technological University; Cherkasy, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-0579-6821>; e-mail: v.s.nozdrenkov.d24@chdtu.edu.ua.

ANDRII PAVLOV – Candidate of Physical and Mathematical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Control Systems and Robotics Department; Sumy State University; Sumy, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-8861-8472>; e-mail: a.pavlov@ksu.sumdu.edu.ua.

GALYNA OLEKSIYENKO – Candidate of Physical and Mathematical Sciences (PhD), Docent, Associate Professor of the Computer Science Department; Sumy State University; Sumy, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0274-5095>; e-mail: galyana2@ukr.net.

OLEKSANDR ZHURAVLOV – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Senior Lecturer of the Control Systems and Robotics Department; Sumy State University; Sumy, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-7834-6661>; e-mail: san.75@i.ua.

YURII ZHURAVLOV – software engineer, "NETCRACKER LLC"; Sumy, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-2369-198X>; e-mail: nagatoura@gmail.com.

PREDICTIVE CONTROL OF HEATING SYSTEMS USING IOT AND PREDICTIVE ANALYTICS

The article explores the principles and methods of predictive control for heating systems using Internet of Things (IoT) technologies and predictive analytics to optimize energy consumption and maintain indoor temperature stability. The proposed model is designed to control the heating process in buildings by incorporating heat loss dynamics and leveraging external temperature forecasting. IoT sensors and external data from the OpenWeatherMap cloud service gather real-time environmental and system data. Predictive algorithms process this data to proactively generate control signals that adjust the heating system. The model adapts traditional PI/PID controllers for discrete-mode operation, particularly for modern boiler systems. This adaptation ensures high-quality transitional responses, prevents temperature overshoots, and minimizes fluctuations, all while maintaining energy efficiency and comfort. The implementation of the model is demonstrated using MATLAB Simulink for simulation and validation. Node-RED is used for software integration, utilizing the Modbus TCP protocol to enable communication between sensors, the control system, and actuators. The architecture follows a distributed "server-actuator" design, allowing centralized data processing with direct interaction with IoT devices. This setup facilitates integration with external services such as weather forecasting platforms. Modelling results confirm that integrating forecasted external temperature changes reduces energy consumption while ensuring stable indoor temperatures. The methodology demonstrates significant potential for energy-efficient heating control, highlighting the advantages of IoT technologies in automating climate control. Future developments could extend these techniques to broader building automation and energy management applications.

Keywords: Internet of Things (IoT), predictive analytics, heating control, heat losses, temperature forecasting, PI/PID controller, energy efficiency, process automation, cloud services, OpenWeatherMap, Node-RED, ModBus TCP protocol, MATLAB Simulink, discrete control mode, climate systems.

ОКСЕНИЧ РУСЛАН ВАЛЕРІЙОВИЧ ✉ – аспірант кафедри електропостачання та енергетичного менеджменту, Державний біотехнологічний університет; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6510-5108>; e-mail: okrus785@proton.me.

МІРОШНИК ОЛЕКСАНДР ОЛЕКСАНДРОВИЧ – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри електропостачання та енергетичного менеджменту, Державний біотехнологічний університет; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6144-7573>; e-mail: omiroshnyk@btu.kharkiv.ua.

МОРОЗ ОЛЕКСАНДР МИКОЛАЙОВИЧ – доктор технічних наук, професор, професор кафедри електропостачання та енергетичного менеджменту, Державний біотехнологічний університет; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8520-9211>; e-mail: moroz.an@btu.kharkiv.ua.

ПАЗІЙ ВОЛОДИМИР ГРИГОРОВИЧ – старший викладач кафедри електропостачання та енергетичного менеджменту, Державний біотехнологічний університет; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7336-0854>; e-mail: pazziy@btu.kharkiv.ua.

ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ НАКОПИЧУВАЧІВ ЕНЕРГІЇ РІЗНИХ ТИПІВ – ЛІТІЙ-ЗАЛІЗО-ФОСФАТНИХ (LiFePO₄) ТА НАТРІЙ-ІОННИХ (Na-ION)

Зберігання енергії – це процес накопичення, вивільнення та управління енергією, який відбувається за допомогою накопичувачів. На сьогодні цей принцип зберігання енергії наразі відіграє важливу роль в енергопостачанні. Оскільки відновлювані джерела стають все більш відповідальними за виробництво енергії. Більше того, оскільки неможливо регулювати кількість енергії з відновлюваних джерел, необхідно зберігати енергію в періоди меншого попиту або більшого виробництва, з таких джерел, як сонячна та вітрова енергія. Протягом останнього століття було розроблено широкий спектр технологій зберігання енергії – від масштабних гідроелектростанцій до передових електрохімічних накопичувачів. Гідроелектростанції залишаються основним способом довготривалого зберігання енергії завдяки їх високій ємності та довговічності. Водночас батареї накопичувачі на основі літій-залізо-фосфату та натрій-іонну відкривають нові можливості для зберігання енергії на локальному рівні, що робить їх перспективними для інтеграції у сучасні енергосистеми. Крім того, ефективне використання накопичувачів енергії дозволяє мінімізувати ризики нестачі електроенергії у критичні періоди та забезпечити стабільність енергосистеми. Це досягається завдяки здатності накопичувачів ефективно вирівнювати навантаження, компенсувати коливання генерації відновлюваних джерел та забезпечувати надійне резервне живлення. Зокрема, технології LiFePO₄ та Na-Ion демонструють високу енергоефективність, що дозволяє інтегрувати їх у різні сегменти енергосистеми – від побутових пристроїв до масштабних промислових установок. Їх використання також сприяє зниженню вуглецевого сліду енергетичного сектору, що є важливим для досягнення цілей сталого розвитку. У даній роботі виконано порівняння двох видів електрохімічних накопичувачів – LiFePO₄ та Na-Ion. Особливу увагу приділимо їх довговічності, енергоефективності, матеріалам, з яких вони виготовлені, а також технічним характеристикам. Також, буде оцінено їх економічну доцільність та перспективи впровадження у комерційних і побутових застосуваннях.

Ключові слова: натрій-іонні (Na-Ion) акумулятори; літій-залізо-фосфатні (LiFePO₄) акумулятори; зберігання енергії; моніторинг заряду; відновлювані джерела енергії.

Вступ. Забезпечення доступу до надійної доступної енергосистеми є проблемою для сучасного суспільства, яке стикається зі зростанням населення та виснаженням викопного палива. Що стосується накопичення енергії то на сьогоднішній час найбільш поширені та розвинуті накопичувачі на базі літію, мають високу щільність, тривалий строк служби та відносно невелику вагу. Такі накопичувачі багато використовуються в портативній електроніці, комп'ютерах, в електромобілях, мобільних пристроях та стаціонарних системах зберігання енергії. Незважаючи на швидке зростання використання такого типу напучувачів, використання літію має обмеження в запасах земної кори [1, 2]. Тож виходячи з цього, якщо потреби в літію не зможуть задовільнити попит в виробництві, то ця роль може перейти до натрій-іонних (Na-Ion) накопичувачів, оскільки натрій набагато розповсюдженіший за літій в земній корі. Навіть незважаючи на нижчу продуктивність вони привертають багато уваги, оскільки технологія знаходиться в стадії розробки, тому цілком ймовірно, що щільність та довговічність такого типу

накопичувачів перевищить літій-залізо-фосфатні (LiFePO₄) в найближчі роки [3, 4].

Мета статті зумовлена тим, що при пошуках більш безпечних та економічних рішень зберігання енергії LiFePO₄ та Na-Ion типи акумуляторів стали двома технологіями, що викликають до себе значну увагу. Але все таки поклади літію в рази менше за поклади натрію, який більш рівномірно розподілений по всьому світу та більш дешевший за літій [5].

Дані технології працюють за схожим принципом руху іонів, але різним хімічним складом й мають значні відмінності в продуктивності та застосуванні. У статті розглянуто ключові параметри цих накопичувачів, наведено порівняння їхніх переваг й недоліків, а також визначено який тип накопичувача краще підходить для конкретних прикладів використання.

З розвитком технологій обидва типи накопичувачів швидко еволюціонують, постійно пропонуючи більше можливостей для зберігання енергії в майбутньому [6].

Матеріали досліджень. В даному дослідженні виконано порівняльний аналіз різних типів акумуляторів, зокрема LiFePO₄ та Na-Ion

© Р. В. Оксеніч, О. О. Мірошник, О. М. Мороз, В. Г. Пазій, 2024



Ця робота ліцензується відповідно до **Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)**
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

накопичувачів енергії. Для цього використано дані, що зібрані з наукових публікацій, технічної документації провідних виробників акумуляторів, результати експериментальних досліджень, лабораторні тестування, а також узагальнені статистичні дані, що відображають досвід використання цих технологій у різних галузях, як-от відновлювальна енергетика, електричний транспорт і стаціонарні енергосистеми.

Зібрана інформація дозволяє оцінити основні переваги та обмеження кожного типу акумуляторів, а також з'ясувати, в яких умовах і для яких застосувань кожен з них є найбільш ефективним.

Будова акумуляторів. Розглянемо будову LiFePO_4 та Na-Ion накопичувачів [1, 6, 7]. LiFePO_4 накопичувачі мають наступний склад (рис. 1):

- катод із літій-залізо-фосфату (LiFePO_4);
- анод, виготовленого з графіту або іншого вуглецевого матеріалу;
- електроліт – зазвичай рідкий, гелеподібний чи твердий електроліт на основі солей літію у розчиннику;
- сепаратор, який виготовляють з мікропористого полімерного матеріалу, як поліетилен або поліпропілен;
- корпусу з металу чи полімеру.

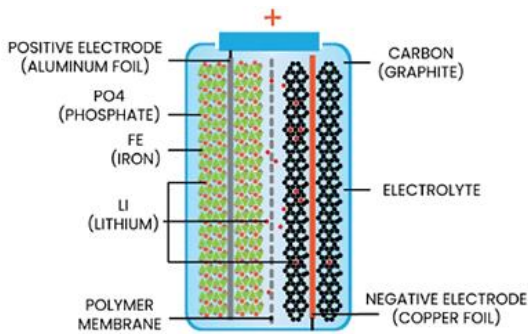


Рисунок 1 – Будова LiFePO_4 акумулятора

На відміну від інших катодних матеріалів LiFePO_4 є поліаніонною сполукою, яка складається з більш ніж одного негативно зарядженого елемента.

LiFePO_4 акумулятор працює за тим самим принципом, що й інші літій-іонні (Li-Ion) батареї: іони літію переміщуються між позитивними та негативними електродами під час заряджання та розряджання. Проте фосфат є нетоксичним матеріалом на відміну від оксиду кобальту чи оксиду марганцю, що робить його більш безпечним для використання [6].

Тепер розглянемо будову Na-Ion накопичувачів (рис. 2) [2]. Цей накопичувач має схожу з Li-Ion накопичувачем будову, але з використанням натрію замість літію та складається з [7]:

- катоду з натрієвої сполуки;
- аноду – зазвичай використовують вуглецеві матеріали як-от твердий вуглець, графіт чи інші вуглецеві структури [4];
- електроліт – використовують рідкий, що містить солі натрію як-от NaPF_6 або NaClO_4 в органічному розчиннику;

- сепаратору – як і в LiFePO_4 використовують мікропористий полімер (поліетилен або поліпропілен);
- корпусу – зазвичай виготовляють металевий або полімерний.

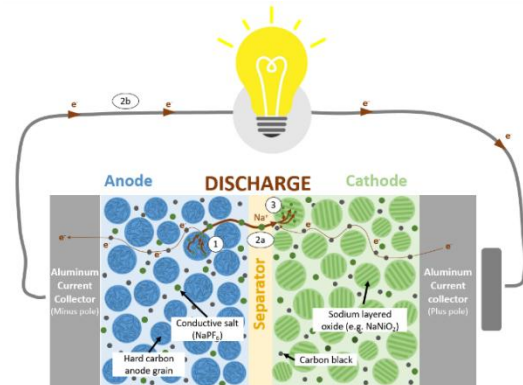


Рисунок 2 – Будова Na-Ion акумулятора

Порівняльна характеристика накопичувачів LiFePO_4 та Na-Ion. Виконаємо порівняння характеристик LiFePO_4 та Na-Ion накопичувачів (табл. 1).

З даної таблиці видно, що LiFePO_4 батареї зазвичай мають вищу енергетичну щільність, що робить їх кращими для застосувань, де важливі компактність та велика ємність [8, 9]. Na-Ion батареї поки поступаються в цьому показнику, але активно вдосконалюються [10, 11]. Очікується, що протягом двох років їх енергетична щільність досягне 160-180 Вт·год/кг, а за 5 років – 200 Вт·год/кг, що зробить їх конкурентоспроможними. Також обидва типи батарей підтримують глибокий розряд без значного впливу на термін служби, але LiFePO_4 мають незначну перевагу завдяки більшій стабільності.

По ефективності LiFePO_4 батареї відзначаються високою ефективністю, з мінімальними втратами енергії при перетворенні [12]. Натрієві батареї поки дещо поступаються, але також демонструють прогрес.

Також LiFePO_4 батареї мають довший життєвий цикл із більшою кількістю циклів до суттєвого зниження продуктивності. Натрієві батареї поки не досягають таких показників, але з кожним роком технологію допрацьовують й кількість циклів заряду-розряду збільшується [13, 14]. Але при низьких температурах Na-Ion батареї значно кращі, що робить їх ідеальними для холодного клімату. LiFePO_4 же можуть втрачати продуктивність в таких умовах, що є їхнім недоліком [15].

Однією з ключових переваг натрієвих акумуляторів є суттєво нижча вартість натрію порівняно з літєм. Наприклад, дані Шанхайського металургійного ринку свідчать про разючу 20-кратну різницю у ціні чистого натрію та літєвих сполук [8]:

- Натрій карбонат коштує приблизно \$290 за метричну тунну.
- Літій карбонат (99.5 % батареиноного класу) має значно вищу ціну — близько \$35 000 за метричну тунну (навіть після суттєвого зниження з середини 2022 року).

Таблиця 1 – Порівняння характеристик LiFePO₄ та Na-Ion накопичувачів

Характеристика накопичувачів	Тип накопичувача	
	Na-Ion	LiFePO ₄
Номинальна напруга, В	3,1	3,2
Робоча напруга, В	2,8–3,5	2,5–3,65
Питома енергетична щільність, Вт·год/кг	120–200	150–220
Об'ємна енергетична щільність, Вт·год/л	180–280	200–350
Типовий життєвий цикл (при 80 % розряду), цикли	1000–3000	3000–6000
Календарний термін служби (при 80 % розряду), роки	15–20	8–10
Збереження ємності при 20 °С	>90 %	60–70 %
Діапазон робочих температур, °С	–40...60	–20...50
Стійкість до перезаряду, В	0	2
Глибина розряду	100%	100%
Швидкість зарядки до понад 80 % при кімнатній температурі, хв	15	45
Вартість	Низька	Висока
Тепловий розгін	350 °С (662°F)	270 °С (518°F)
Максимальний безпечний заряд	50–100 %	100 %
Безпека	Відсутній ризик теплового розгону, нетоксичний	Може перегріватися і загорятися
Екологічний вплив і переробка	Простий процес утилізації	Складне розділення металів
Ефект пам'яті	Відсутній	Відсутній

На даний момент попит на натрій у виробництві батарей залишається незначним, особливо у порівнянні зі стрімко зростаючим попитом на літій, який використовується в Li-Ion акумуляторах [5]. У 2022 р. ціни на акумуляторні блоки на основі літію вперше за 12 років показали зростання, досягнувши \$151 за кВт·год. Це стало результатом високого попиту на акумулятори, спричиненого електрифікацією пасажирського транспорту, виробництвом електричного промислового обладнання та створенням систем накопичення енергії [3].

Ці фактори свідчать про економічну привабливість натрієвих акумуляторів для

енергетичних систем, особливо у випадках, коли вартість є ключовим критерієм.

Дослідні показники LiFePO₄ та Na-Ion накопичувачів. Розглянемо ємність двох типів накопичувачів у формфакторі 18650. Як прототипи використаємо накопичувач HAKADI Sodium Ion 18650 3.1 V 1500 mAh (рис. 3) та LiFePO₄ BATTERY CELL 18650 3.2 V 1600 mAh (рис. 4), зовнішній вигляд яких представлений на рис. 3 і 4. З характеристик видно, що LiFePO₄ має перевагу над Na-Ion по ємності.



Рисунок 3 – Накопичувач HAKADI Sodium Ion

Рисунок 4 – Накопичувач LiFePO₄

З наведених на рис. 5–7 графіків видно, що накопичувачі на основі натрію здатні розряджатися до меншої напруги ніж фосфатні, а в нашому випадку до 1,55 В з високою віддачею ємності. Натомість LiFePO₄ накопичувач віддає заряд до 1,95 В. Також важливим аспектом є ефективність використання ємності на різних етапах розряду. На графіках видно, що Na-Ion акумулятори, як правило, мають більш рівномірний розподіл ємності при розряді, а LiFePO₄ акумулятори демонструють більш виражений спад на кінцевих етапах. Це означає, що хоча LiFePO₄ акумулятори можуть мати вищу початкову ємність, їх ефективність на низьких рівнях напруги може бути меншою порівняно з Na-Ion накопичувачами.

Порівняння з Li-Ion. Дивлячись на те, що для дослідів ми використовували накопичувачі формфактору 18650, то виконаємо порівняння в цьому типорозмірі з Li-Ion накопичувачами. Їх конструктивні особливості схожі з Na-Ion накопичувачами. Обидва типи батарей мають схожу конструкцію: анод, катод, електроліт і сепаратор. Проте струмозбірники у Na-Ion виконуються з алюмінію, тоді як у Li-Ion – з дорожчої міді. За хімічним складом Li-Ion від Na-Ion накопичувачів відрізняються використанням літію як ключового компоненту, що забезпечує високу щільність. На противагу Li-Ion накопичувачам у батареї Na-Ion використовуються іони натрію, що полегшує швидку зарядку, але знижує щільність енергії через більший розмір іонів. [11, 12].

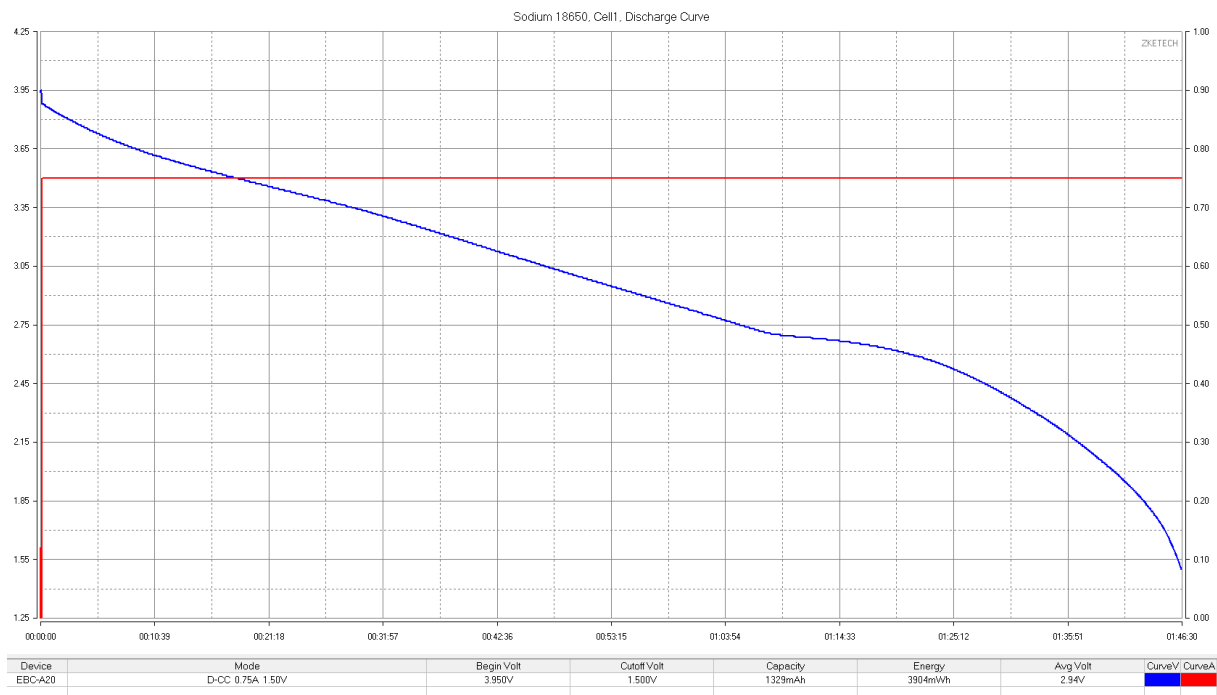


Рисунок 5 – Графік розряду Na-Ion акумулятора

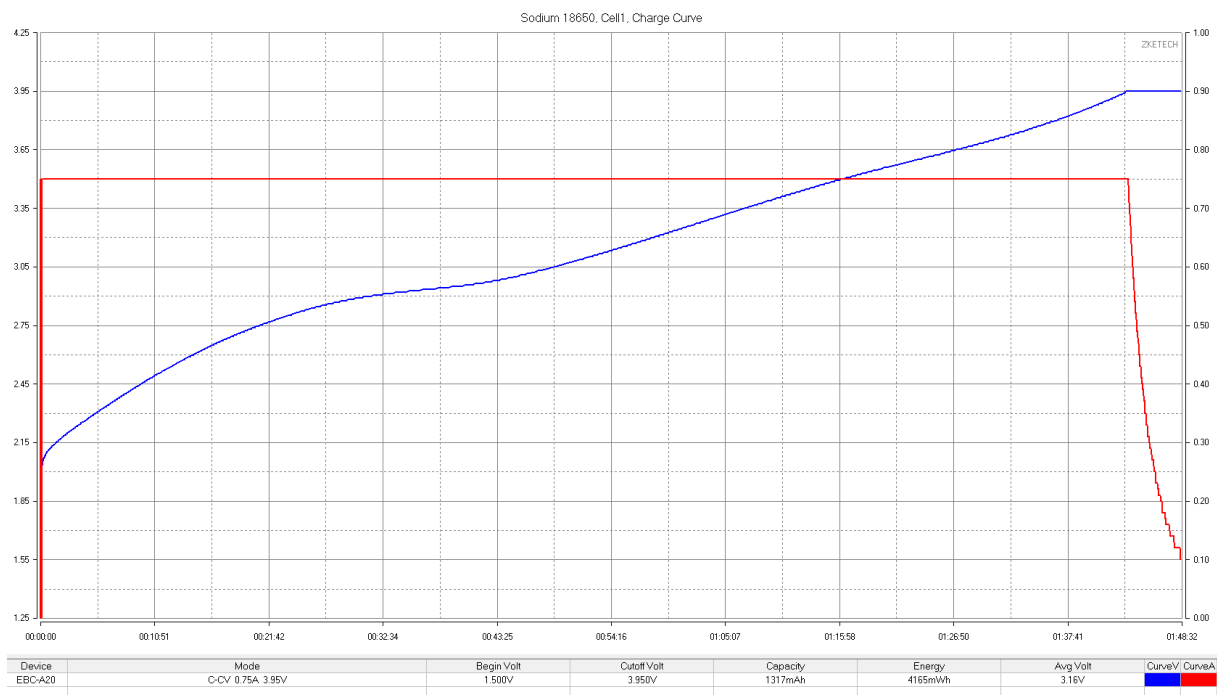


Рисунок 6 – Графік заряду Na-Ion акумулятора

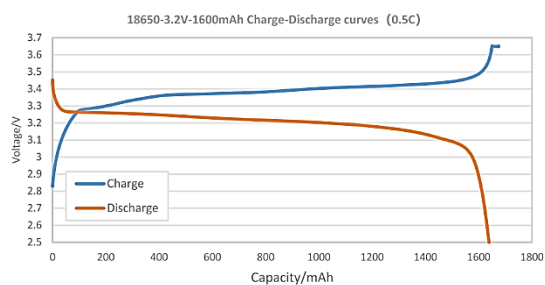


Рисунок 7 – Графіки заряду та розряду LiFePO₄ акумулятора

Також Na-Ion батареї, в порівнянні з Li-Ion, екологічніші завдяки широкій доступності натрію, а також їх меншому впливу на довкілля при виробництві [16, 17]. Вони є безпечнішими, оскільки не вибухають у разі перегріву. Li-Ion батареї потребують більш уважного контролю температури через ризик теплового розгону. Розглянемо показники роботи Li-Ion, на прикладі батареї Samsung INR18650-25R 3.7V 2500 mAh [13, 14] (рис. 8).

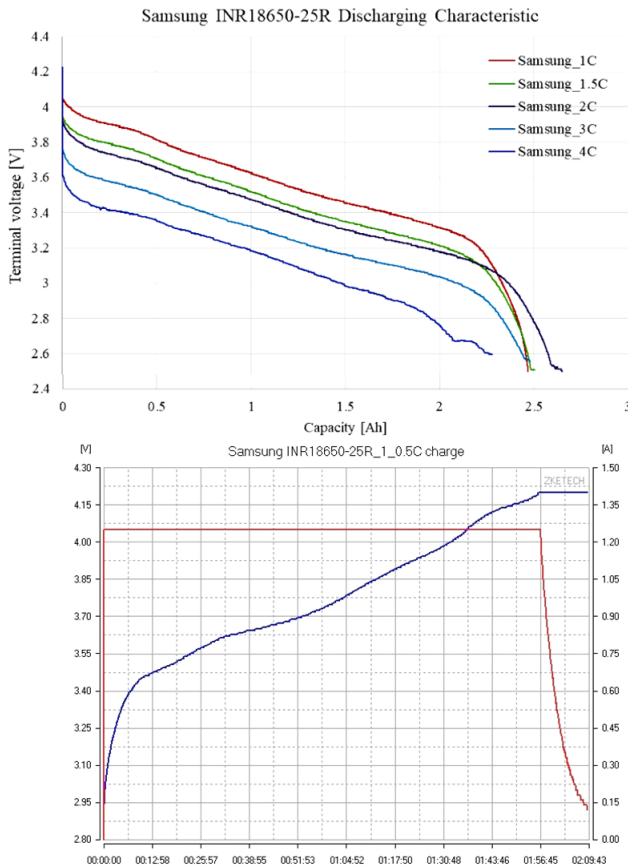


Рисунок 8 – Графіки заряду та розряду Li-Ion акумулятора

З наведеного графіку видно, що мінімальна напруга розряду Li-Ion акумулятора становить 2,5 В і вони також мають рівномірний розподіл ємності (як і в натрієвих), але відмінний від LiFePO₄. Також Li-Ion акумулятори відрізняються по напрузі заряду – на графіку видно, що заряд досягає 4,2 В на відміну від натрієвого 3,95 В та фосфатного 3,65 В.

Це відображає загальну тенденцію, де Li-Ion акумулятори забезпечують високу енергетичну щільність, але потребують суворішого контролю процесів заряджання для запобігання деградації матеріалів. Натрієві та фосфатні батареї, своєю чергою, мають дещо нижчі характеристики щільності енергії, однак виграють у довговічності та безпечності, що робить їх більш придатними для стаціонарних систем зберігання енергії.

Висновок. Натрієві та LiFePO₄ акумулятори мають свої унікальні переваги та недоліки, що робить їх придатними для різних сфер застосування. Натрієві акумулятори є більш економічно вигідним рішенням і демонструють кращу продуктивність при низьких температурах, тоді як LiFePO₄ акумулятори вирізняються вищою енергетичною щільністю, тривалішим терміном служби та підвищеним рівнем безпеки. Вибір між цими технологіями залежить від конкретних вимог до застосування, таких як вартість, продуктивність і екологічність. В перспективі можна очікувати покращення обох типів акумуляторів, що сприятиме створенню більш універсальних та стійких рішень для накопичення енергії.

Список літератури

- Patel T. A Comparative Study of Lithium-ion and Sodium-ion Batteries: Characteristics, Performance, and Challenges. 2023. 6 p. (Preprint. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU)). URL: <https://open.fau.de/handle/openfau/21891>.
- Rudola A. The Future of Clean Transportation: Sodium-ion Batteries. *Bridge India*. 2019. URL: <https://www.bridgeindia.org.uk/the-future-of-clean-transportation-sodium-ion-batteries/>.
- Sodium-Ion Battery Market. 2024. URL: <https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/sodium-ion-battery-market-207269067.html>.
- Hybrid anode materials for rechargeable batteries – A review of Sn/TiO₂ based nanocomposites / M. Jamil et al. *Energy Reports*. 2021. Vol. 7. P. 2836–2848. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.05.004>.
- Impact assessment of battery energy storage systems towards achieving sustainable development goals / M. A. Hannan et al. *Journal of Energy Storage*. 2021. Vol. 42. P. 103040. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103040>.
- About the LFP Battery. *First Phosphate*. URL: <https://firstphosphate.com/phosphate-industry/about-the-lfp-battery/>.
- Perspective: Design of cathode materials for sustainable sodium-ion batteries / B. Sayahpour et al. *MRS Energy & Sustainability*. 2022. Vol. 9, no. 2. P. 183–197. DOI: <https://doi.org/10.1557/s43581-022-00029-9>.
- Commercialisation of high energy density sodium-ion batteries: Faradion's journey and outlook / A. Rudola et al. *Journal of Materials Chemistry A*. 2021. Vol. 9, no. 13. P. 8279–8302. DOI: <https://doi.org/10.1039/d1ta00376c>.
- Na-ion battery - Sodium ion Battery. *中科海纳科技有限责任公司 HiNa Battery Technology*. URL: <https://www.hinabattery.com/en/index.php?catid=12>.
- Sodium Ion Batteries: Performance Advantages and Broad Application Prospects in Extreme Temperatures | LiFePO₄ Battery. *LiFePO₄ Batteries and LiFePO₄ Cells Supplier - LiFePO₄ Battery*. URL: <https://www.lifepo4-battery.com/News/sodium-ion-batteries-performance-advanta.html>.
- Kumar R., Goel V. A study on thermal management system of lithium-ion batteries for electrical vehicles: A critical review. *Journal of Energy Storage*. 2023. Vol. 71. 108025. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108025>.
- A review of the energy storage aspects of chemical elements for lithium-ion based batteries / T. Bashir et al. *Energy Materials*. 2021. Vol. 1, no. 2. 100019. DOI: <https://doi.org/10.20517/energymater.2021.20>.
- Samsung SDI. Introduction of INR18650-25R. 2013. URL: <https://www.powerstream.com/p/INR18650-25R-datasheet.pdf>.
- Adaikkappan M., Sathiyamoorthy N. Modeling, state of charge estimation, and charging of lithium-ion battery in electric vehicle: A review. *International Journal of Energy Research*. 2021. Vol. 46, no. 3. P. 2141–2165. DOI: <https://doi.org/10.1002/er.7339>.
- Battery Data. *CALCE Center for Advanced Life Cycle Engineering | University of Maryland*. URL: <https://calce.umd.edu/battery-data#Storage>.
- State-of-charge estimation for the lithium-ion battery based on adaptive extended Kalman filter using improved parameter identification / N. Shi et al. *Journal of Energy Storage*. 2022. Vol. 45. 103518. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103518>.
- Fabrication of Na-Ion Full-Cells using Carbon-Coated Na₃V₂(PO₄)₂O₂F Cathode with Conversion Type CuO Nanoparticles from Spent Li-Ion Batteries / K. Subramanian et al. *Small Methods*. 2022. Vol. 6, no. 6. 2200257. DOI: <https://doi.org/10.1002/smt.202200257>.

References

- T. Patel, A Comparative Study of Lithium-ion and Sodium-ion Batteries: Characteristics, Performance, and Challenges. To be published. [Online]. Available: <https://open.fau.de/handle/openfau/21891>
- A. Rudola, "The Future of Clean Transportation: Sodium-ion Batteries", *Bridge India*, Nov. 2019. [Online]. Available: <https://www.bridgeindia.org.uk/the-future-of-clean-transportation-sodium-ion-batteries/>

3. "Sodium-Ion Battery Market", CH 8993, Apr. 2024. [Online]. Available: <https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/sodium-ion-battery-market-207269067.html>
4. M. Jamil, S. Wei, M. P. Taylor, J. J. J. Chen, and J. V. Kennedy, "Hybrid anode materials for rechargeable batteries — A review of Sn/TiO₂ based nanocomposites", *Energy Reports*, vol. 7, pp. 2836–2848, Nov. 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.05.004>
5. M. A. Hannan *et al.*, "Impact assessment of battery energy storage systems towards achieving sustainable development goals", *Journal of Energy Storage*, vol. 42, p. 103040, Oct. 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103040>
6. "About the LFP Battery." First Phosphate. [Online]. Available: <https://firstphosphate.com/phosphate-industry/about-the-lfp-battery/>
7. B. Sayahpour, H. Hirsh, S. Parab, L. H. B. Nguyen, M. Zhang, and Y. S. Meng, "Perspective: Design of cathode materials for sustainable sodium-ion batteries", *MRS Energy & Sustainability*, vol. 9, no. 2, pp. 183–197, May 2022, doi: <https://doi.org/10.1557/s43581-022-00029-9>
8. A. Rudola *et al.*, "Commercialisation of high energy density sodium-ion batteries: Faradion's journey and outlook", *Journal of Materials Chemistry A*, vol. 9, no. 13, pp. 8279–8302, 2021, doi: <https://doi.org/10.1039/d1ta00376c>
9. "Na-ion battery - Sodium Ion Battery." 中科海钠科技有限责任公司 HiNa Battery Technology. [Online]. Available: <https://www.hinabattery.com/en/index.php?catid=12>
10. "Sodium Ion Batteries: Performance Advantages and Broad Application Prospects in Extreme Temperatures | LiFePO₄ Battery." LiFePO₄ Batteries and LiFePO₄ Cells Supplier - LiFePO₄ Battery. [Online]. Available: <https://www.lifepo4-battery.com/News/sodium-ion-batteries-performance-advanta.html>
11. R. Kumar and V. Goel, "A study on thermal management system of lithium-ion batteries for electrical vehicles: A critical review", *Journal of Energy Storage*, vol. 71, Nov. 2023, Art. no. 108025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.108025>
12. T. Bashir *et al.*, "A review of the energy storage aspects of chemical elements for lithium-ion based batteries", *Energy Materials*, vol. 1, no. 2, 2021, Art. no. 100019, doi: <https://doi.org/10.20517/energymater.2021.20>
13. Samsung SDI, "Introduction of INR18650-25R", Oct. 2013. [Online]. Available: <https://www.powerstream.com/p/INR18650-25R-datasheet.pdf>
14. M. Adaikkappan and N. Sathiyamoorthy, "Modeling, state of charge estimation, and charging of lithium-ion battery in electric vehicle: A review", *International Journal of Energy Research*, vol. 46, no. 3, pp. 2141–2165, Oct. 2021, doi: <https://doi.org/10.1002/er.7339>
15. "Battery Data." CALCE Center for Advanced Life Cycle Engineering | University of Maryland. [Online]. Available: <https://calce.umd.edu/battery-data#Storage>
16. N. Shi, Z. Chen, M. Niu, Z. He, Y. Wang, and J. Cui, "State-of-charge estimation for the lithium-ion battery based on adaptive extended Kalman filter using improved parameter identification", *Journal of Energy Storage*, vol. 45, Jan. 2022, Art. no. 103518, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103518>
17. K. Subramanian, M. Akshay, Y. Lee, and V. Aravindan, "Fabrication of Na-Ion Full-Cells using Carbon-Coated Na₃V₂(PO₄)₂O₂F Cathode with Conversion Type CuO Nanoparticles from Spent Li-Ion Batteries", *Small Methods*, vol. 6, no. 6, Apr. 2022, Art. no. 2200257, doi: <https://doi.org/10.1002/smt.202200257>

Надійшла (received) 02.12.2024

UDC 621.355.9

RUSLAN OKSENYCH ✉ – PhD Student of Department of Electricity Supply and Energy Management, State Biotechnological University; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6510-5108>; e-mail: okrus785@proton.me.

OLEKSANDR MIROSHNYK – Doctor of Technical Sciences, Full Professor, Head of Department of Electricity Supply and Energy Management, State Biotechnological University; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-6144-7573>; e-mail: omiroshnyk@btu.kharkiv.ua.

OLEKSANDR MOROZ – Doctor of Technical Sciences, Full Professor, Professor of the Department of Electricity Supply and Energy Management, State Biotechnological University; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8520-9211>; e-mail: moroz.an@btu.kharkiv.ua.

VOLODYMYR PAZIY – Senior Lecturer of the Department of Electricity Supply and Energy Management, State Biotechnological University; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7336-0854>; e-mail: paziy@btu.kharkiv.ua.

COMPARATIVE ANALYSIS OF LITHIUM IRON PHOSPHATE (LiFePO₄) AND SODIUM ION (Na-ION) ENERGY STORAGE CELLS

Energy storage is the process of accumulating, releasing, and managing energy using storage devices. Today, this principle of energy storage is playing an important role in energy supply. As renewable sources become more and more responsible for energy production. Moreover, since it is not possible to regulate the amount of energy from renewable sources, it is necessary to store energy during periods of lower demand or higher production, from sources such as solar and wind energy. Over the past century, a wide range of energy storage technologies have been developed, from large-scale hydroelectric power plants to advanced electrochemical storage. Hydroelectric power plants remain the main method of long-term energy storage due to their high capacity and durability. At the same time, lithium-iron-phosphate and sodium-ion batteries open up new opportunities for energy storage at the local level, making them promising for integration into modern power systems. In addition, the efficient use of energy storage can minimize the risks of electricity shortages during critical periods and ensure the stability of the power system. This is achieved due to the ability of energy storage to effectively level the load, compensate for fluctuations in renewable energy generation, and provide reliable backup power. In particular, LiFePO₄ and Na-Ion technologies demonstrate high energy efficiency, which allows them to be integrated into various segments of the power system – from household devices to large-scale industrial plants. Their use also helps to reduce the carbon footprint of the energy sector, which is important for achieving sustainable development goals. In this paper, we compare two types of electrochemical storage devices – LiFePO₄ and Na-Ion. Particular attention will be paid to their durability, energy efficiency, materials from which they are made, and technical characteristics. We will also evaluate their economic feasibility and prospects for implementation in commercial and domestic applications.

Keywords: sodium-ion (Na-Ion) batteries; lithium-iron-phosphate (LiFePO₄) batteries; energy storage; charge monitoring; renewable energy sources.

ПЕЛЄВІН ДМИТРО ЄВГЕНОВИЧ ✉ – кандидат технічних наук, старший дослідник, завідувач лабораторії відділу магнетизму технічних об'єктів, Інститут енергетичних машин і систем ім. А.М. Підгорного Національної академії наук України; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1413-2114>; e-mail: pelevindmitro@ukr.net.

РОЗРАХУНОК МАГНІТНОГО ПОЛЯ НИЗЬКОВОЛЬТНОГО СТРУМОПРОВОДУ ВБУДОВАНОЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Вбудовані трансформаторні підстанції є джерелом небезпечного для здоров'я населення магнітного поля промислової частоти у наближених до них житлових приміщеннях, що потребує його зменшення до діючих санітарних норм. Рішення задачі зменшення магнітного поля вбудованих трансформаторних підстанцій, в першу чергу, потребує наявності коректної і необтяжливої аналітичної методики інженерного розрахунку індукції магнітного поля, яке створюється над підстанцією. Але існуюча методика, що виконана на основі мультидипольної математичної моделі, має методичне обмеження мінімальної відстані між струмопроводом підстанції та розрахунковою зоною і тому потребує удосконалення. Метою роботи є розробка аналітичної методики розрахунку магнітного поля поблизу низьковольтного струмопроводу вбудованої у житловий будинок трансформаторної підстанції 6(10)/0,4 кВ старої забудови, що не має обмежень з відстані до розрахункової зони. Використовуючи закон Біо-Савара та принцип суперпозиції побудовано математичну модель магнітного поля окремих прямолінійних ділянок струмопроводу, та розроблено аналітичну методику розрахунку магнітного поля низьковольтного струмопроводу трансформаторної підстанції, що визначає індукцію її магнітного поля в цілому. Здійснено верифікацію розробленої методики розрахунку магнітного поля шляхом експериментальних досліджень на магнітовимірювальному стенді інституту повномасштабного лабораторного макету низьковольтного струмопроводу трансформаторної підстанції потужністю 100 кВА, які підтвердили співпадіння результатів розрахунку та експерименту з розкидом не більше 5 %. Виявлено характер розподілу магнітного поля над трифазним низьковольтним струмопроводом, який близький до дипольного, що визначає можливість його ефективного зменшення простішими системами активного екранування з однією компенсаційною обмоткою. Планується широке застосування розробленої методики при створенні нових методів та засобів зменшення до безпечного для населення рівня магнітного поля діючих вбудованих трансформаторних підстанцій 6(10)/0,4 кВ потужністю 100–1260 кВА.

Ключові слова: вбудована трансформаторна підстанція; низьковольтний струмопровід; магнітне поле.

Вступ. Одним із найбільш потужних джерел небезпечного для здоров'я населення магнітного поля (МП) промислової частоти є діючі трансформаторні підстанції (ТП) 6/10 кВ потужністю від 100 до 1260 кВА, що вбудовані в житлові будинки старої забудови [1–7]. Всі ТП створюють в наближених до них житлових приміщеннях, розміщених над ТП (рис. 1), небезпечне МП з індукцією біля 10 мкТл [1, 8–13], що відповідно до діючих санітарних норм (0,5 мкТл) [14, 15] потребує його зменшення на підлогах житлових приміщень більш чим на порядок.



Рисунок 1 – Типовий житловий будинок старої забудови із вбудованою ТП 6/0,4 кВ

Зменшення МП вбудованих ТП може бути забезпечене засобами екранування [2–7, 16–25]. Однак їх реалізація, в першу чергу, потребує наявності коректної і необтяжливої аналітичної методики інженерного розрахунку індукції МП, яке створюється

над ТП (рис. 1), яка на відміну від чисельних методів [10, 26] не вимагає використання складних комп'ютерних програм та їх професійної реалізації.

Така методика запропонована в [1]. Вона заснована на обґрунтованому заміщенні ТП, як джерела МП, його низьковольтним струмопроводом, та виконанні розрахунку індукції МП на основі мультидипольної математичної моделі цього струмопроводу. Але використання мультидипольної моделі призводить до методичного обмеження мінімальної відстані між струмопроводом ТП і розрахунковою зоною значеннями на рівні 1 м [1]. Це не дозволяє виконувати розрахунок МП поблизу (на відстанях 0,5–1 м) від підлог житлових приміщень, розташованих над вбудованими ТП (А, рис. 1). Тому існуюча [1] аналітична методика розрахунку індукції МП струмопроводу вбудованих ТП потребує удосконалення.

Метою статті є розробка аналітичної методики розрахунку магнітного поля поблизу низьковольтного струмопроводу вбудованої у житловий будинок трансформаторної підстанції 6(10)/0,4 кВ старої забудови, що не має обмежень з відстані до розрахункової зони.

Математична модель МП поблизу трифазного струмопроводу ТП. Моделювання виконуємо для типового низьковольтного струмопроводу (рис. 2) ТП 6(10)/0,4 кВ з використанням закону Біо-Савара [10, 14, 27–30], що не обмежує відстань до розрахункової зони, а також принципу суперпозиції. При цьому МП у точці спостереження $P(x,y,z)$ визначається векторною сумою МП від кожної з прямолінійних ділянок струмопроводу (рис. 2).

© Д. Є. Пелєвін, 2024



Ця робота ліцензується відповідно до **Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)**
Конфлікт інтересів: Автор заявив про відсутність конфлікту

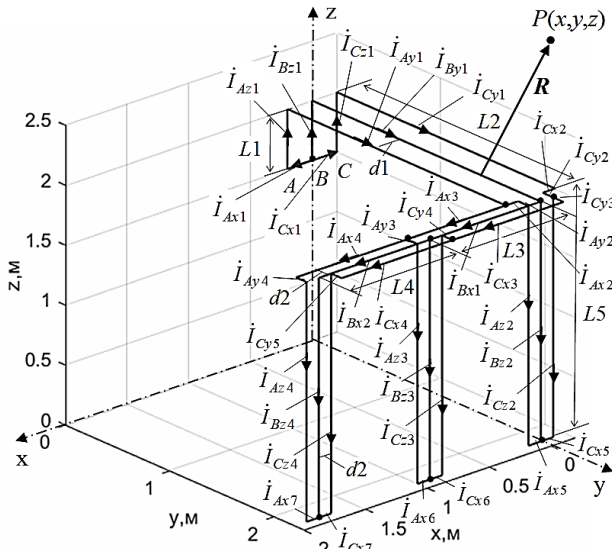


Рисунок 2 – Типовий трифазний низьковольтний струмопровід ТП 6(10)/0,4 кВ:
 $d1, d2$ – міжфазні відстані;

$L1-L5$ – довжина прямолінійних ділянок;

$i_{Ax(1-7)}, i_{Bx(1,2)}, i_{Cx(1-7)}, i_{Ay(1-4)}, i_{By1}, i_{Cy(1-5)}, i_{Az(1-4)}, i_{Bz(1-4)}, i_{Cz(1-4)}$ – струм у прямолінійних ділянках

При побудові моделі приймаємо наступні припущення. Всі прямолінійні ділянки трифазного струмопроводу ТП зорієнтовані паралельно координатним осям (рис. 2) і моделюються струмовими нитками; струми фаз струмопроводу симетричні і синусоїдальні з частотою 50 Гц, квазістаціонарне МП струмопроводу є тривимірним; впливом зовнішніх феромагнітних (електропровідних) елементів та джерел МП нехтуємо.

Відповідно до закону Біо-Савара [14, 27–30], МП контуру A зі струмом I визначається як:

$$\mathbf{B} = \frac{\mu_0 I}{4\pi} \int_A \frac{[d\mathbf{l} \times \mathbf{R}]}{R^3}; \quad (1)$$

де \mathbf{R} – вектор, спрямований від елементарного контуру $d\mathbf{l}$ у точку спостереження $P(x,y,z)$;

$$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \text{ Гн/м.}$$

Для побудови загальної математичної моделі МП струмопроводу необхідно окремо визначити просторові компоненти індукції МП, які створюються кожною з прямолінійних ділянок $L1-L5$ струмопроводу (рис. 2). Визначимо просторові компоненти індукції МП для ділянок струмопроводу, що зорієнтовані паралельно окремим координатним осям X, Y, Z .

Індукція МП ділянки струмопроводу, що паралельна осі Z. Визначимо МП прямолінійної ділянки струмопроводу між точками $A_n(x_0, y_0, Z_2)$ і $A_k(x_0, y_0, Z_1)$, що представлена на рис. 3.

Елемент контуру $d\mathbf{l}$ з координатами (x_0, y_0, η) визначається як:

$$d\mathbf{l} = d\eta \mathbf{e}_z, \quad Z_1 \leq \eta \leq Z_2. \quad (2)$$

Векторний добуток:

$$[d\mathbf{l} \times \mathbf{R}] = \begin{vmatrix} \mathbf{e}_x & \mathbf{e}_y & \mathbf{e}_z \\ 0 & 0 & d\eta \\ x-x_0 & y-y_0 & z-\eta \end{vmatrix} = -(y-y_0)d\eta \mathbf{e}_x + (x-x_0)d\eta \mathbf{e}_y; \quad (3)$$

де $\mathbf{R} = (x-x_0, y-y_0, z-\eta)$.

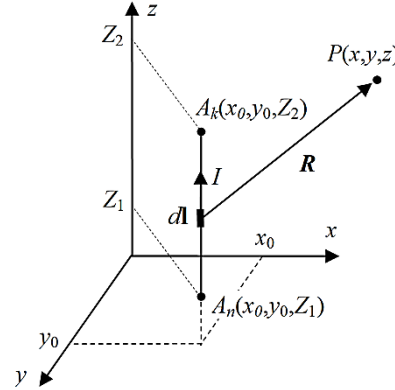


Рисунок 3 – До визначення просторових компонент індукції МП від ділянок струмопроводу, що паралельні осі Z

Відповідно до (3) компоненти індукції МП визначаються як:

$$B_{zx} = \frac{-\mu_0 I}{4\pi} (y-y_0) \int_{Z_1}^{Z_2} \frac{d\eta}{R^3};$$

$$B_{zy} = \frac{\mu_0 I}{4\pi} (x-x_0) \int_{Z_1}^{Z_2} \frac{d\eta}{R^3};$$

$$B_{zz} = 0. \quad (4)$$

Тут

$$R^3 = [(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2 + (z-\eta)^2]^{3/2},$$

а інтеграл в (4) вичислюється як [14]:

$$\int_{Z_1}^{Z_2} \frac{d\eta}{R^3} = \int_{Z_1}^{Z_2} \frac{d\eta}{[(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2 + (z-\eta)^2]^{3/2}} = \frac{1}{(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2} \times \left[\frac{1}{Z_2-z} \sqrt{[(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2 + (z-Z_2)^2]^{1/2}} - \frac{1}{Z_1-z} \sqrt{[(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2 + (z-Z_1)^2]^{1/2}} \right]. \quad (5)$$

Позначимо:

$$Q(x_0, y_0, Z_i) = \frac{Z_i - z}{((x-x_0)^2 + (y-y_0)^2)} \times \frac{1}{[(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2 + (Z_i - z)^2]^{1/2}}; \quad (6)$$

де $i = 1, 2$.

Тоді просторові компоненти індукції МП всіх прямолінійних ділянок струмопроводу (рис. 2), паралельних осі Z , можуть бути визначені співвідношеннями:

$$B_{z_x}(I, x_0, y_0, Z_{1,2}) = \frac{-\mu_0 I}{4\pi} (y - y_0) \times [Q(x_0, y_0, Z_2) - Q(x_0, y_0, Z_1)], \quad (7)$$

$$B_{z_y}(I, x_0, y_0, Z_{1,2}) = \frac{\mu_0 I}{4\pi} (x - x_0) \times [Q(x_0, y_0, Z_2) - Q(x_0, y_0, Z_1)]. \quad (8)$$

Індукція МП ділянки струмопроводу, що паралельна осі X . МП прямолінійної ділянки струмопроводу паралельній осі X (рис. 4 а) між точками $C_n(X_1, y_0, z_0)$ і $C_k(X_2, y_0, z_0)$ визначимо по аналогії з (2–8).

Тоді просторові компоненти індукції МП всіх прямолінійних ділянок струмопроводу (рис. 2), паралельних осі X , можуть бути визначені співвідношеннями:

$$\begin{aligned} B_{x_y}(I, X_{1,2}, y_0, z_0) &= -\frac{\mu_0 I}{4\pi} (z - z_0) \times [F_x(X_2, y_0, z_0) - F_x(X_1, y_0, z_0)]; \\ B_{x_z}(I, X_{1,2}, y_0, z_0) &= -\frac{\mu_0 I}{4\pi} (y - y_0) \times [F_x(X_2, y_0, z_0) - F_x(X_1, y_0, z_0)]. \end{aligned} \quad (9)$$

Тут

$$F_x(X_i, y_0, z_0) = \frac{X_i - x}{((y - y_0)^2 + (z - z_0)^2)^{3/2}} \times \frac{1}{[(y - y_0)^2 + (z - z_0)^2 + (X_i - x)^2]^{1/2}};$$

де $i = 1, 2$.

Індукція МП ділянки струмопроводу, що паралельна осі Y . МП прямолінійної ділянки струмопроводу, паралельній осі Y (рис. 4 б) між точками $D_n(x_0, Y_1, z_0)$ і $D_k(x_0, Y_2, z_0)$, також визначимо по аналогії з (2–8).

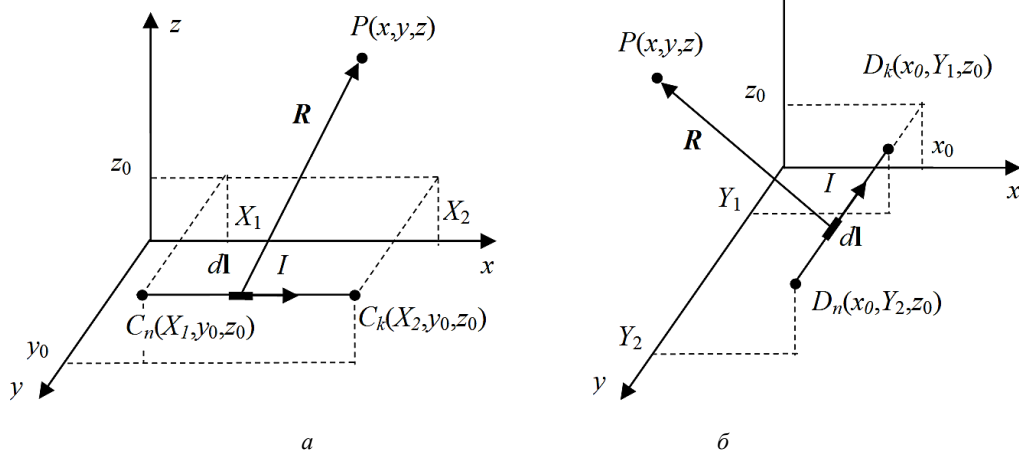


Рисунок 4 – До визначення просторових компонент індукції МП від ділянок струмопроводу, паралельних осі X (а), та осі Y (б)

$$\begin{aligned} B_{y_x}(I, x_0, Y_{1,2}, z_0) &= \frac{\mu_0 I}{4\pi} (z - z_0) \times [F_y(x_0, Y_2, z_0) - F_y(x_0, Y_1, z_0)]; \\ B_{y_z}(I, x_0, Y_{1,2}, z_0) &= -\frac{\mu_0 I}{4\pi} (x - x_0) \times [F_y(x_0, Y_2, z_0) - F_y(x_0, Y_1, z_0)]. \end{aligned} \quad (10)$$

Тут

$$F_y(x_0, Y_i, z_0) = \frac{Y_i - y}{((x - x_0)^2 + (z - z_0)^2)^{3/2}} \times \frac{1}{[(x - x_0)^2 + (z - z_0)^2 + (Y_i - y)^2]^{1/2}}$$

де $i = 1, 2$.

Отримані співвідношення (6–10) представляють собою математичні моделі МП різноспрямованих ділянок струмопроводу ТП. На основі цих моделей може бути побудована аналітична методика розрахунку МП низьковольтного струмопроводу ТП, представлено на рис. 2, та отримані відповідні розрахункові співвідношення.

Розрахункові співвідношення для визначення індукції МП струмопроводу ТП. Використаємо отриману математичну модель МП ділянок струмопроводу ТП (6–10) та принцип суперпозиції для отримання шуканих розрахункових співвідношень з визначення індукції МП реального струмопроводу ТП (рис. 2).

Магнітне поле трифазного струмопроводу у точці P може бути визначено як векторна сума МП від прямолінійних ділянок фазних струмопроводів А, В, С зі струмами I_A, I_B, I_C , де:

$$\begin{aligned} I_A &= I_m e^{-j(\omega t + \frac{2\pi}{3})}; \\ I_B &= I_m e^{-j\omega t}; \\ I_C &= I_m e^{-j(\omega t - \frac{2\pi}{3})}. \end{aligned} \quad (11)$$

де I_m – амплітуда струму;

ω – кутова частота;

t – час.

Тоді для фази А струмопроводу зі струмом I_A компоненти індукції МП відповідно до (6–11) можуть бути представлені у вигляді:

$$\begin{aligned} \dot{B}_x(I_A) &= \sum_n^N \dot{B}_{z_x}(I_{Az,n}, x_{0,n}, y_{0,n}, Z_{1,2,n}) + \\ &+ \sum_k^K \dot{B}_{y_x}(I_{Ay,k}, x_{0,k}, Y_{1,2,k}, z_{0,k}); \\ \dot{B}_y(I_A) &= \sum_n^N \dot{B}_{z_y}(I_{Az,n}, x_{0,n}, y_{0,n}, Z_{1,2,n}) + \\ &+ \sum_v^V \dot{B}_{x_y}(I_{Ax,v}, X_{1,2,v}, y_{0,v}, z_{0,v}); \\ \dot{B}_z(I_A) &= \sum_v^V \dot{B}_{x_z}(I_{Ax,v}, X_{1,2,v}, y_{0,v}, z_{0,v}) + \\ &+ \sum_k^K \dot{B}_{y_z}(I_{Ay,k}, x_{0,k}, Y_{1,2,k}, z_{0,k}); \end{aligned} \quad (12)$$

де $I_{Az,n}, x_{0,n}, y_{0,n}, Z_{1,2,n}$ – струм та координати кінців n -ї прямолінійної ділянки паралельної осі Z;

$I_{Ay,k}, x_{0,k}, Y_{1,2,k}, z_{0,k}$ – струм та координати кінців k -ї прямолінійної ділянки паралельної осі Y;

$I_{Ax,v}, X_{1,2,v}, y_{0,v}, z_{0,v}$ – струм та координати кінців v -ї прямолінійної ділянки, паралельної осі X;

N, K, V – кількість прямолінійних ділянок, паралельних осі Z, Y, X відповідно.

Для фази В струмопроводу компоненти індукції МП для зі струмом I_B відповідно до (6–11) можуть бути представлені у вигляді:

$$\begin{aligned} \dot{B}_x(I_B) &= \sum_n^N \dot{B}_{z_x}(I_{Bz,n}, x_{0,n}, y_{0,n}, Z_{1,2,n}) + \\ &+ \sum_k^K \dot{B}_{y_x}(I_{By,k}, x_{0,k}, Y_{1,2,k}, z_{0,k}); \\ \dot{B}_y(I_B) &= \sum_n^N \dot{B}_{z_y}(I_{Bz,n}, x_{0,n}, y_{0,n}, Z_{1,2,n}) + \\ &+ \sum_v^V \dot{B}_{x_y}(I_{Bx,v}, X_{1,2,v}, y_{0,v}, z_{0,v}); \\ \dot{B}_z(I_B) &= \sum_v^V \dot{B}_{x_z}(I_{Bx,v}, X_{1,2,v}, y_{0,v}, z_{0,v}) + \\ &+ \sum_k^K \dot{B}_{y_z}(I_{By,k}, x_{0,k}, Y_{1,2,k}, z_{0,k}); \end{aligned} \quad (13)$$

де $I_{Bz,n}, x_{0,n}, y_{0,n}, Z_{1,2,n}$ – струм та координати кінців n -ї прямолінійної ділянки паралельної осі Z;

$I_{By,k}, x_{0,k}, Y_{1,2,k}, z_{0,k}$ – струм та координати кінців k -ї прямолінійної ділянки, паралельної осі Y;

$I_{Bx,v}, X_{1,2,v}, y_{0,v}, z_{0,v}$ – струм та координати кінців v -ї прямолінійної ділянки, паралельної осі X;

N, K, V – кількість прямолінійних ділянок, паралельних осі Z, Y, X відповідно.

Для фази С струмопроводу компоненти індукції МП для зі струмом I_C відповідно до (6–11) можуть бути представлені у вигляді:

$$\begin{aligned} \dot{B}_x(I_C) &= \sum_n^N \dot{B}_{z_x}(I_{Cz,n}, x_{0,n}, y_{0,n}, Z_{1,2,n}) + \\ &+ \sum_k^K \dot{B}_{y_x}(I_{Cy,k}, x_{0,k}, Y_{1,2,k}, z_{0,k}); \\ \dot{B}_y(I_C) &= \sum_n^N \dot{B}_{z_y}(I_{Cz,n}, x_{0,n}, y_{0,n}, Z_{1,2,n}) + \\ &+ \sum_v^V \dot{B}_{x_y}(I_{Cx,v}, X_{1,2,v}, y_{0,v}, z_{0,v}); \\ \dot{B}_z(I_C) &= \sum_v^V \dot{B}_{x_z}(I_{Cx,v}, X_{1,2,v}, y_{0,v}, z_{0,v}) + \\ &+ \sum_k^K \dot{B}_{y_z}(I_{Cy,k}, x_{0,k}, Y_{1,2,k}, z_{0,k}); \end{aligned} \quad (14)$$

де $I_{Cz,n}, x_{0,n}, y_{0,n}, Z_{1,2,n}$ – струм та координати кінців n -ї прямолінійної ділянки, паралельної осі Z;

$I_{Cy,k}, x_{0,k}, Y_{1,2,k}, z_{0,k}$ – струм та координати кінців k -ї прямолінійної ділянки, паралельної осі Y;

$I_{Cx,v}, X_{1,2,v}, y_{0,v}, z_{0,v}$ – струм та координати кінців v -ї прямолінійної ділянки, паралельної осі X;

N, K, V – кількість прямолінійних ділянок, паралельних осі Z, Y, X відповідно.

Тоді компоненти індукції МП трифазного струмопроводу (рис. 2) можуть бути представлені як:

$$\begin{aligned} \dot{B}_x &= \dot{B}_x(I_A) + \dot{B}_x(I_B) + \dot{B}_x(I_C); \\ \dot{B}_y &= \dot{B}_y(I_A) + \dot{B}_y(I_B) + \dot{B}_y(I_C); \\ \dot{B}_z &= \dot{B}_z(I_A) + \dot{B}_z(I_B) + \dot{B}_z(I_C), \end{aligned} \quad (15)$$

а діюче значення індукції його МП у точці $P(x,y,z)$ як:

$$\tilde{B} = \left| \sqrt{\dot{B}_x^2 + \dot{B}_y^2 + \dot{B}_z^2} \right|, \quad (16)$$

де $\dot{B}_x, \dot{B}_y, \dot{B}_z$ – просторові компоненти (15) визначені для діючого значення струмів I_A, I_B, I_C .

На основі (12–15) отримуємо наступні розрахункові співвідношення для визначення індукції МП струмопроводу (рис. 2):

$$\begin{aligned} \dot{B}_x &= \sum_n^N \dot{B}_{z_x}(I_{Az,n}, x_{0,n}, y_{0,n}, Z_{1,2,n}) + \\ &+ \sum_k^K \dot{B}_{y_x}(I_{Ay,k}, x_{0,k}, Y_{1,2,k}, z_{0,k}) + \\ &+ \sum_n^N \dot{B}_{z_x}(I_{Bz,n}, x_{0,n}, y_{0,n}, Z_{1,2,n}) + \\ &+ \sum_k^K \dot{B}_{y_x}(I_{By,k}, x_{0,k}, Y_{1,2,k}, z_{0,k}) + \\ &+ \sum_n^N \dot{B}_{z_x}(I_{Cz,n}, x_{0,n}, y_{0,n}, Z_{1,2,n}) + \\ &+ \sum_k^K \dot{B}_{y_x}(I_{Cy,k}, x_{0,k}, Y_{1,2,k}, z_{0,k}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \sum_{n=1}^N \dot{B}_{z_x}(I_{Cz,n}, x_{0,n}, y_{0,n}, Z_{1,2,n}) + \\
& + \sum_{k=1}^K \dot{B}_{y_x}(I_{Cy,k}, x_{0,k}, Y_{1,2,k}, z_{0,k}); \\
\dot{B}_y = & \sum_{n=1}^N \dot{B}_{z_y}(I_{Az,n}, x_{0,n}, y_{0,n}, Z_{1,2,n}) + \\
& + \sum_{v=1}^V \dot{B}_{x_y}(I_{Ax,v}, X_{1,2,v}, y_{0,v}, z_{0,v}) + \\
& + \sum_{n=1}^N \dot{B}_{z_y}(I_{Bz,n}, x_{0,n}, y_{0,n}, Z_{1,2,n}) + \\
& + \sum_{v=1}^V \dot{B}_{x_y}(I_{Bx,v}, X_{1,2,v}, y_{0,v}, z_{0,v}) + \\
& + \sum_{n=1}^N \dot{B}_{z_y}(I_{Cz,n}, x_{0,n}, y_{0,n}, Z_{1,2,n}) + \\
& + \sum_{v=1}^V \dot{B}_{x_y}(I_{Cx,v}, X_{1,2,v}, y_{0,v}, z_{0,v}); \\
\dot{B}_z = & \sum_{v=1}^V \dot{B}_{x_z}(I_{Ax,v}, X_{1,2,v}, y_{0,v}, z_{0,v}) + \\
& + \sum_{k=1}^K \dot{B}_{y_z}(I_{Ay,k}, x_{0,k}, Y_{1,2,k}, z_{0,k}) + \\
& + \sum_{v=1}^V \dot{B}_{x_z}(I_{Bx,v}, X_{1,2,v}, y_{0,v}, z_{0,v}) + \\
& + \sum_{k=1}^K \dot{B}_{y_z}(I_{By,k}, x_{0,k}, Y_{1,2,k}, z_{0,k}) + \\
& + \sum_{v=1}^V \dot{B}_{x_z}(I_{Cx,v}, X_{1,2,v}, y_{0,v}, z_{0,v}); \\
& + \sum_{k=1}^K \dot{B}_{y_z}(I_{Cy,k}, x_{0,k}, Y_{1,2,k}, z_{0,k}). \quad (17)
\end{aligned}$$

Таким чином, отримані розрахункові співвідношення (6–17) дозволяють виконати розрахунок індукції зовнішнього МП струмопроводу ТП (рис. 2) у всіх точках простору, в тому числі поблизу його поверхні.

Тестовий розрахунок індукції МП струмопроводу реальної ТП. Виконаємо розрахунок індукції МП струмопроводу ТП 10/0,4 кВ потужністю 100 кВА з параметрами $d1 = 0,16$ м, $d2 = 0,05$ м, $L1 = 0,5$ м, $L2 = 2,2$ м, $L3 = L4 = 0,9$ м, $L5 = 2$ м, $I = 150$ А, та іншими параметрами відповідно до табл. 1.

Розрахунок виконаємо відповідно до (6–17) на горизонтальній площині (підлозі житлового приміщення), розташованій на висоті від 0,5 м до 3 м над струмопроводом ТП. Результати розрахунку зведені до табл. 2 і представлені на рис. 5–7.

Таблиця 1 – Параметри струмопроводу ТП (рис. 2), необхідні для розрахунку його МП

n	$\dot{I}_{Az,n} = u \cdot \dot{I}_A$	$x_{0n}, \text{ м}$	$y_{0n}, \text{ м}$	$Z_{1n}, \text{ м}$	$Z_{2n}, \text{ м}$
1	$u = 1$	0,16	0	1,5	2
2	$u = 1/3$	0,05	2,15	2	0
3	$u = 1/3$	0,95	2,15	2	0
4	$u = 1/3$	1,85	2,15	2	0
n	$\dot{I}_{Bz,n} = u \cdot \dot{I}_B$	$x_{0n}, \text{ м}$	$y_{0n}, \text{ м}$	$Z_{1n}, \text{ м}$	$Z_{2n}, \text{ м}$
1	$u = 1$	0	0	1,5	2
2	$u = 1/3$	0	2,15	2	0
3	$u = 1/3$	0,9	2,15	2	0
4	$u = 1/3$	1,8	2,15	2	0
n	$\dot{I}_{Cz,n} = u \cdot \dot{I}_C$	$x_{0n}, \text{ м}$	$y_{0n}, \text{ м}$	$Z_{1n}, \text{ м}$	$Z_{2n}, \text{ м}$
1	$u = 1$	-0,16	0	1,5	2
2	$u = 1/3$	-0,05	2,15	2	0
3	$u = 1/3$	0,85	2,15	2	0
4	$u = 1/3$	1,75	2,15	2	0
k	$\dot{I}_{Ay,k} = u \cdot \dot{I}_A$	$x_{0k}, \text{ м}$	$Y_{1k}, \text{ м}$	$Y_{2k}, \text{ м}$	$z_{0k}, \text{ м}$
1	$u = 1$	0,16	0	2,1	2
2	$u = 1/3$	0,05	2,1	2,15	2
3	$u = 1/3$	0,95	2,1	2,15	2
4	$u = 1/3$	1,85	2,1	2,15	2
k	$\dot{I}_{By,k} = u \cdot \dot{I}_B$	$x_{0k}, \text{ м}$	$Y_{1k}, \text{ м}$	$Y_{2k}, \text{ м}$	$z_{0k}, \text{ м}$
1	$u = 1$	0	0	2,15	2
k	$\dot{I}_{Cy,k} = u \cdot \dot{I}_C$	$x_{0k}, \text{ м}$	$Y_{1k}, \text{ м}$	$Y_{2k}, \text{ м}$	$z_{0k}, \text{ м}$
1	$u = 1$	-0,16	0	2,1	2
2	$u = 1$	-0,05	2,1	2,15	2
3	$u = 2/3$	-0,05	2,15	2,2	2
4	$u = 1/3$	0,85	2,2	2,15	2
5	$u = 1/3$	1,75	2,2	2,15	2
v	$\dot{I}_{Ax,v} = u \cdot \dot{I}_A$	$X_{1v}, \text{ м}$	$X_{2v}, \text{ м}$	$y_{0v}, \text{ м}$	$z_{0v}, \text{ м}$
1	$u = 1$	0	0,16	0	1,5
2	$u = 1/3$	0,16	0,05	2,1	2
3	$u = 2/3$	0,16	0,95	2,1	2
4	$u = 1/3$	0,95	1,85	2,1	2
5	$u = 1/3$	0,05	0	2,15	0
6	$u = 1/3$	0,95	0,9	2,15	0
7	$u = 1/3$	1,85	1,8	2,15	0
v	$\dot{I}_{Bx,v} = u \cdot \dot{I}_B$	$X_{1v}, \text{ м}$	$X_{2v}, \text{ м}$	$y_{0v}, \text{ м}$	$z_{0v}, \text{ м}$
1	$u = 2/3$	0	0,9	2,15	2
2	$u = 1/3$	0,9	1,8	2,15	2
v	$\dot{I}_{Cx,v} = u \cdot \dot{I}_C$	$X_{1v}, \text{ м}$	$X_{2v}, \text{ м}$	$y_{0v}, \text{ м}$	$z_{0v}, \text{ м}$
1	$u = 1$	0	-0,16	0	1,5
2	$u = 1$	-0,16	-0,05	2,1	2
3	$u = 2/3$	-0,05	0,85	2,15	2
4	$u = 1/3$	0,85	1,75	2,15	2
5	$u = 1/3$	-0,05	0	2,1	0
6	$u = 1/3$	0,85	0,9	2,1	0
7	$u = 1/3$	1,75	1,8	2,1	0

Як видно з результатів розрахунку (табл. 2, рис. 5–7), максимальні значення індукції МП ТП 100 кВА при її номінальному навантаженні складають від 0,55 мкТл до 30,6 мкТл при відстані до розташованого над ТП житлового приміщення від 0,5 м до 3 м. Аналіз характеру МП ТП (рис. 6 та 7) показує, що воно має максимум над фазою В струмопроводу та дипольний характер його розподілу. Це показує можливість організації ефективного екранування МП ТП простішим активним електромагнітним екраном [5] з однією компенсційною обмоткою.

Таблиця 2. Результати розрахунку та вимірів максимальних значень індукції МП лабораторного макету струмопроводу ТП 10/0,4 кВ, 100 кВА на горизонтальній площині при її розташуванні на висоті h над струмопроводом

$h, \text{ м}$	Розрахунок $B, \text{ мкТл}$	Експеримент $B, \text{ мкТл}$	Похибка, %
0,5	30,56585	29,9	2,23
0,6	21,82841	21,1	3,45
0,7	16,20571	15,8	2,57
0,8	12,40228	11,9	4,22
0,9	9,724627	9,4	3,45
1,0	7,777737	7,5	3,70
1,1	6,324234	6,1	3,68
1,2	5,214902	5,02	3,88
1,3	4,352309	4,15	4,87
1,4	3,670761	3,6	1,97
1,5	3,124731	3,05	2,45
1,6	2,681909	2,6	3,15
1,7	2,318889	2,25	3,06
1,8	2,018408	1,94	4,04
1,9	1,767524	1,71	3,36
2,0	1,556398	1,5	3,76
2,1	1,377454	1,34	2,80
2,2	1,224789	1,19	2,92
2,3	1,093757	1,06	3,18
2,4	0,980665	0,95	3,23
2,5	0,882552	0,85	3,83
2,6	0,797024	0,77	3,51
2,7	0,722134	0,69	4,66
2,8	0,656283	0,64	2,54
2,9	0,598152	0,58	3,13
3,0	0,546647	0,53	3,14

Верифікація отриманих розрахункових співвідношень. Експериментальну перевірку розробленої методики розрахунку МП трифазного струмопроводу ТП 100 кВА при номінальному струмі 150 А (рис. 1), виконано на повномасштабному лабораторному макеті низьковольтного струмопроводу ТП (рис. 8) шляхом порівняння результатів розрахунку з результатами вимірів індукції його МП, зведених до табл. 2. Виміри діючого значення індукції МП проводилися за представленою в [1] методикою у вузлах координатної сітки $0,5 \times 0,5 \text{ м}$ на площині, віддаленій від струмопроводу на відстань

від 0,5 м до 3 м. Для зручності доступу до координатної сітки, макет струмопроводу покладено на бік (рис. 8). Результати вимірів представлені у табл. 2 та на рис. 5.

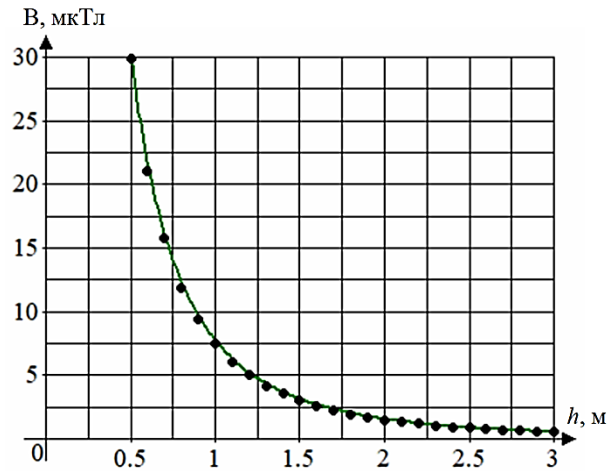


Рисунок 5 – Розрахункові (—) та експериментальні (••••) значення індукції МП струмопроводу ТП відповідно до табл. 2

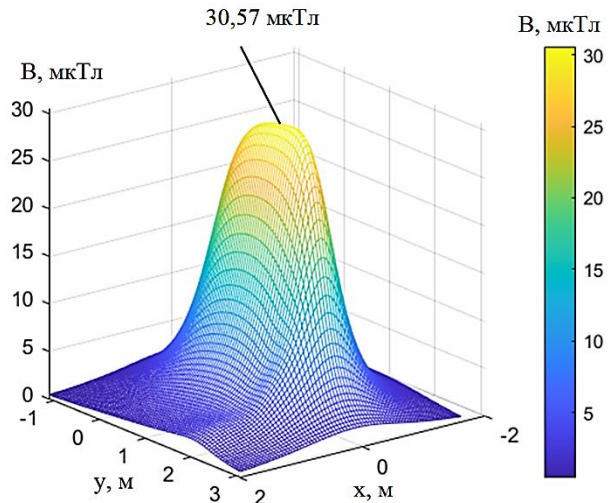


Рисунок 6 – Розподіл індукції МП на висоті 0,5 м над струмопроводом ТП

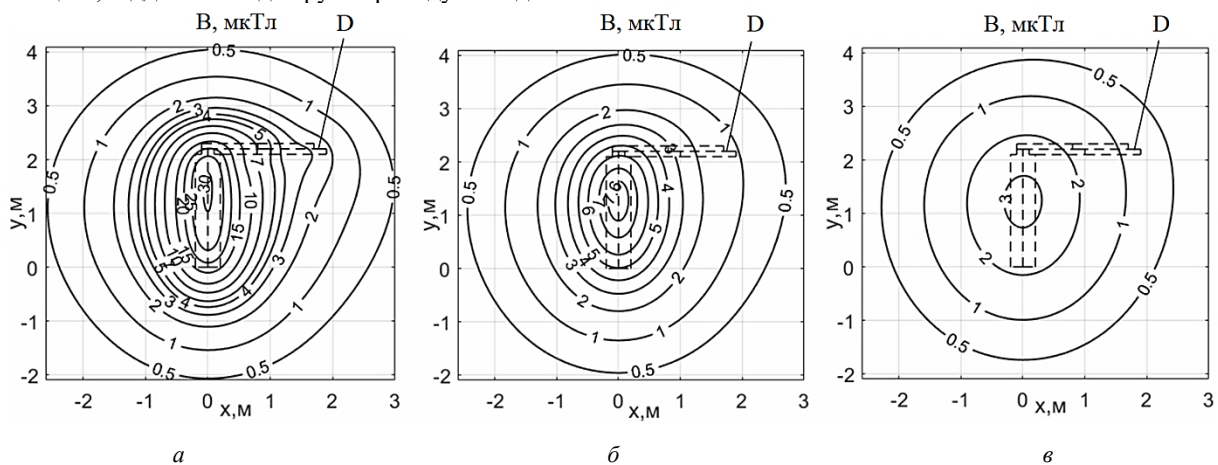


Рисунок 7 – Розрахунковий розподіл індукції МП струмопроводу ТП 6(10)/0,4 кВ на горизонтальній площині, розташованій на висоті 0,5 м (а), 1,0 м (б) і 1,5 м (в) від струмопроводу відповідно до табл. 1, D – проекція низьковольтного струмопроводу



Рисунок 8 – Лабораторний макет струмопроводу низької напруги ТП 10/0,4 кВ, 100 кВА на магнітовимірювальному стенді інституту

Порівняння результатів розрахунку з результатами вимірів показує, що їх розкид не перевищує 5 %, що відповідає похибці вимірювання індукції МП [14]. Це підтверджує коректність розробленої математичної моделі МП струмопроводу, запропонованих розрахункових співвідношень індукції його МП, та прийнятих вище припущень.

Висновки.

1. На основі закону Біо-Савара побудовано математичну модель магнітного поля окремих прямолінійних ділянок струмопроводу, паралельних відповідним осям декартової системи координат, яка не має обмежень з відстані до розрахункової зони.

2. З використанням запропонованої математичної моделі окремих ділянок струмопроводу та принципу суперпозиції, розроблено аналітичну методику розрахунку магнітного поля низьковольтного струмопроводу типової конструкції для вбудованої трансформаторної підстанції 6(10)/0,4 кВ старої забудови, яка дозволяє виконувати розрахунок магнітного поля на малих відстанях (0,5–1 м) від струмопроводу.

3. Здійснено верифікацію розроблених математичної моделі та методики розрахунку магнітного поля шляхом експериментальних досліджень повномасштабного лабораторного макету струмопроводу трансформаторної підстанції потужністю 100 кВА на магнітовимірювальному стенді інституту. Вимірювання підтвердили співпадіння результатів розрахунку та експерименту з розкидом не більш 5 %, що свідчить про коректність розроблених математичної моделі та методики розрахунку та можливість її коректного та ефективного практичного застосування.

4. Виявлено близький до дипольного характер розподілу магнітного поля над трифазним низьковольтним струмопроводом, що показує можливість його ефективного зменшення простішими системами активного екранування з однією компенсаційною обмоткою.

5. Розроблену аналітичну методику розрахунку магнітного поля планується широко застосовувати при створенні нових методів та засобів зменшення до безпечного для населення рівня магнітного поля діючих вбудованих трансформаторних підстанції 6(10)/0,4 кВ старої забудови потужністю 100–1260 кВА.

Список літератури

1. Розов В. Ю., Пелевін Д. Е., Кундіус К. Д. Моделирование магнитного поля у житлових будинках із вбудованими трансформаторними підстанціями на основі двофазної мультидипольної моделі трифазного струмопроводу. *Електротехніка і електромеханіка*. 2023. № 5. С. 87–93. DOI: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2023.5.13>.
2. Розвиток методів моделювання та нормалізації зовнішнього магнітного поля електрообладнання підстанцій (шифр «БІОМАГ»): звіт про НДР № ДР 0111U010333 / Керівник Д. Є. Пелевін. Харків: Державна установа «Інститут технічних проблем магнетизму НАН України», 2016. 119 с.
3. Розвиток наукових засад нормалізації геомагнітного поля в приміщеннях сучасних житлових будинків (шифр «БІОМАГ 2»): звіт про НДР № ДР 0116U005462 / Керівник Д. Є. Пелевін. Харків: Державна установа «Інститут технічних проблем магнетизму НАН України», 2021. 158 с.
4. Розроблення наукових засад енергозберігаючих технологій зменшення електромагнітного впливу на житлове середовище міських трансформаторних підстанцій (шифр «ЕМП ТП»): звіт про НДР № ДР 0119U101726 / Керівник В. Ю. Розов. Харків: Державна установа «Інститут технічних проблем магнетизму НАН України», 2019. 74 с.
5. Розов В. Ю., Кундіус Е. Д., Пелевін Д. Е. Активное экранирование внешнего магнитного поля трансформаторных подстанций, встроенных в жилые дома. *Електротехніка і електромеханіка*. 2020. № 3. С. 60–66. DOI: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2020.3.04>.
6. Розов В. Ю., Пелевін Д. Е., Пелевіна Е. Д. Внешнее магнитное поле городских трансформаторных подстанций и методы его нормализации. *Електротехніка і електромеханіка*. 2017. № 5. С. 60–66. DOI: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2017.5.10>.
7. Кундіус К. Д. Аналіз ефективності активного екранування зовнішнього магнітного поля вбудованих трансформаторних підстанцій потужністю до 1260 кВА. *Енергозбереження*. *Енергоаудит*. 2022. № 11–12 (177–178). С. 50–62. DOI: <https://doi.org/10.20998/2313-8890.2022.11.05>.
8. Grbic M., Canova A., Giaccone L. Magnetic field in an apartment located above 10/0.4 kV substation: levels and mitigation techniques. *CIREN – Open Access Proceedings Journal*. 2017. no. 1, pp. 752–756. DOI: <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.1230>.
9. Thuroczy G., Janossy G., Nagy N., Bakos J., Szabo J., Mezei G. Exposure to 50 Hz magnetic field in apartment buildings with built-in transformer stations in Hungary. *Radiation protection dosimetry*, 2008, vol. 131, no. 4, pp. 469–473. DOI: <https://doi.org/10.1093/tpd/ncn199>.
10. Salinas E., Aspemyr L., Daalder J., Hamnerius Y., Luomi J. Power Frequency Magnetic Fields from In-house Secondary Substations. *CIREN '99, 15th Conference on Electricity Distribution, Technical Reports*, Nice, France, 1–4 June 1999. pp. 161–164.
11. Okokon E. O., Roivainen P., Kheifets L., Mezei G., Juutilainen J. Indoor transformer stations and ELF magnetic field exposure: use of transformer structural characteristics to improve exposure assessment. *Journal of exposure science & environmental epidemiology*, 2014, vol. 4, no. 1, pp. 100–104. DOI: <https://doi.org/10.1038/jes.2013.54>.
12. Navarro-Camba E. A., Segura-Garcia J., Gomez-Perretta C. Exposure to 50 Hz Magnetic Fields in Homes and Areas Surrounding Urban Transformer Stations in Silla (Spain): Environmental Impact Assessment. *Sustainability*, 2018, vol. 10, no. 8, p. 2641. DOI: <https://doi.org/10.3390/su10082641>.
13. Röösl M., Jenni D., Kheifets L., Mezei G. Extremely low frequency magnetic field measurements in buildings with transformer stations in Switzerland. *The Science of the total environment*, 2011, vol. 409,

- no. 18, pp. 3364–3369. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2011.05.041>.
14. Розов В. Ю., Реуцкий С. Ю., Пелевин Д. Е., Кундіус К. Д. Магнітне поле кабельних систем електрообігріву підлог житлових приміщень. *Електротехніка і електромеханіка*. 2024. № 5. С. 48–57. DOI: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2024.5.07>.
 15. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міністерство енергетики України. Харків: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.
 16. Розов В. Ю., Резинкина М. М., Думанский Ю. Д., Гвозденко Л. А. Исследование техногенных искажений геомагнитного поля в жилых и производственных помещениях и определение путей их снижения до безопасного уровня. *Технічна електродинаміка. Тематичний випуск «Проблеми сучасної електротехніки»*. 2008. Ч. 2. С. 3–8.
 17. Розов В. Ю., Ткаченко А. О., Ерисов А. В., Гринченко В. С. Аналитический расчет магнитного поля трехфазных кабельных линий при двухстороннем замыкании собственных экранов кабелей. *Технічна електродинаміка*. 2017. № 2. С. 13–18. DOI: <https://doi.org/10.15407/techne2017.02.013>.
 18. Розов В. Ю. Внешние магнитные поля силового электрооборудования и методы их уменьшения. Київ. 1995. 42 с. (Препр. НАН України. Інститут електродинаміки, № 772).
 19. Пелевин Д. Е. Экранирование магнитного поля промышленной частоты стенами жилых домов. *Електротехніка і електромеханіка*. 2015. № 4. С. 49–52. DOI: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2015.4.10>.
 20. Розов В. Ю., Гринченко В. С., Пелевин Д. Е., Чунихин К. В. Моделирование электромагнитного поля жилых домов расположенных вблизи линии электропередачи. *Технічна електродинаміка*. 2016. № 3. С. 6–8. DOI: <https://doi.org/10.15407/techne2016.03.006>.
 21. Розов В. Ю., Ассуиров Д. А., Реуцкий С. Ю. Замкнутые системы компенсации магнитного поля технических объектов с различными способами формирования обратных связей. *Технічна електродинаміка*. 2008. С. 97–100.
 22. Розов В. Ю., Ассуиров Д. А. Метод активного экранирования внешнего магнитного поля технических объектов. *Технічна електродинаміка. Тематичний випуск «Проблеми сучасної електротехніки»*. 2006. Ч. 3. С. 13–16.
 23. Шидловский А. К., Розов В. Ю. Системы автоматической компенсации внешних магнитных полей энергонасыщенных объектов. *Технічна електродинаміка*. 1996. № 1. С. 3–9.
 24. Розов В. Ю., Гельман А. В., Петров С. В. и др. Магнетизм космических аппаратов. *Технічна електродинаміка. Тематичний випуск «Проблеми сучасної електротехніки»*. 2010. Ч. 2. С. 144–147.
 25. Kuznetsov V. I., Nikitina T. B., Bovdii I. V., Voloshko O. V., Kolomiets V. V., Kobylanskiy B. B. Synthesis of an effective system of active shielding of the magnetic field of a power transmission line with a horizontal arrangement of wires using a single compensation winding. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2022, no. 6, pp. 15–21. DOI: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2022.6.03>.
 26. Huss A., Goris K., Vermeule R., Kromhout H. Does apartment's distance to an in-built transformer room predict magnetic field exposure levels? *Journal of exposure science & environmental epidemiology*. 2013. vol. 12, no. 5, pp. 554–558. DOI: <https://doi.org/10.1038/jes.2012.130>.
 27. Нестеренко А. Д. Введение в теоретическую электротехнику. Київ: Наукова думка, 1969. 351 с.
 28. Simonyi K. Theoretische elektrotechnik. Berlin: VEB Deutscher Verlag der Wissen, 1979. 980 p. (in German).
 29. Stratton Ju. A. Electromagnetic Theory. New York and London: McGraw-Hill book Company, 1941. 615 p.
 30. Smythe W. R. Static and Dynamic Electricity. McGraw-Hill, New York, 1968. 623 p.
- ### References
1. V. Yu. Rozov, D. Ye. Pelevin, K. D. Kundius, “Simulation of the magnetic field in residential buildings with built-in substations based on a two-phase multi-dipole model of a three-phase current conductor,” *Electrical Engineering & Electromechanics*, № 5, С. 87–93, 2023, doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2023.5.13>
 2. “Rozvytok metodiv modeliuvannia ta normalizatsii zovnishnoho mahnitnoho polia elektroobladnannia pidstantsii (shyfr “BIOMAH”)[Development of methods of modeling and normalization of the external magnetic field of electrical equipment of substations (code “BIOMAG”)], State Institution “Institute of Technical Problems of Magnetism of the National Academy of Sciences of Ukraine,” Kharkiv, R&D report No. 0111U010333, 2016. (in Ukrainian).
 3. “Rozvytok naukovykh zasad normalizatsii heomahnitnoho polia v prymyshchenniakh suchasnykh zhytlovykh budynkiv (shyfr “BIOMAH 2”)[Development of scientific principles of normalization of the geomagnetic field in the premises of modern residential buildings (code “BIOMAG 2”)], State Institution “Institute of Technical Problems of Magnetism of the National Academy of Sciences of Ukraine”, Kharkiv, R&D report No 0116U005462, 2021. (in Ukrainian).
 4. “Rozroblennia naukovykh zasad enerhozberihaiuchykh tekhnolohii zmnshennia elektromahnitnoho vplyvu na zhytlove seredovysche miskykh transformatorykh pidstantsii (shyfr “EMP TP”)[Development of the scientific basis of energy-saving technologies for reducing the electromagnetic influence on the residential environment of urban transformer substations (code “EMP TP”)], State Institution “Institute of Technical Problems of Magnetism of the National Academy of Sciences of Ukraine,” Kharkiv, R&D report No 0119U101726, 2019.
 5. V. Y. Rozov, K. D. Kundius, D. Y. Pelevin, “Active shielding of external magnetic field of built-in transformer substations,” *Electrical Engineering & Electromechanics*, no. 3, pp. 24–30, 2020, doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2020.3.04>
 6. V. Yu. Rozov, D. Ye. Pelevin, K. D. Pielievina, “External magnetic field of urban transformer substations and methods of its normalization,” *Electrical engineering & electromechanics*, no. 5, pp. 60–66, 2017, doi: [doi: 10.20998/2074-272X.2017.5.10](https://doi.org/10.20998/2074-272X.2017.5.10)
 7. K. D. Kundius “Analysis of the efficiency of active shielding of the external magnetic field of built-in transformer substations with a power up to 1260 kVA,” *Enerhozberzhennia. Enerhetyka. Enerhoaudyt*, no. 11–12 (177–178), pp. 50–62, 2022, doi: <https://doi.org/10.20998/2313-8890.2022.11.05> (in Ukrainian)
 8. M. Grbic, A. Canova, L. Giaccone, “Magnetic field in an apartment located above 10/0.4 kV substation: levels and mitigation techniques,” *CIREN – Open Access Proceedings Journal*, no. 1, pp. 752–756, 2017, doi: <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.1230>
 9. G. Thuroczy, G. Janossy, N. Nagy, J. Bakos, J. Szabo, G. Mezei, “Exposure to 50 Hz magnetic field in apartment buildings with built-in transformer stations in Hungary,” *Radiation protection dosimetry*, 2008, vol. 131, no. 4, pp. 469–473, 2008, doi: <https://doi.org/10.1093/rpd/ncn199>
 10. E. Salinas, L. Aspemyr, J. Daalder, Y. Hamnerius, J. Luomi, “Power Frequency Magnetic Fields from In-house Secondary Substations”, in *CIREN’99, 15th Conference on Electricity Distribution, Technical Reports*, Nice, France, Jun. 1–4, 1999, pp. 161–164.
 11. E. O. Okokon, P. Roivainen, L. Kheifets, G. Mezei, J. Juutilainen, “Indoor transformer stations and ELF magnetic field exposure: use of transformer structural characteristics to improve exposure assessment,” *Journal of exposure science & environmental epidemiology*, vol. 4, no. 1, pp. 100–104, 2014, doi: <https://doi.org/10.1038/jes.2013.54>
 12. E. A. Navarro-Camba, J. Segura-García, C. Gomez-Perretta, “Exposure to 50 Hz Magnetic Fields in Homes and Areas Surrounding Urban Transformer Stations in Silla (Spain): Environmental Impact Assessment,” *Sustainability*, vol. 10, no. 8, p. 2641, 2018, doi: <https://doi.org/10.3390/su10082641>
 13. M. Röösl, D. Jenni, L. Kheifets, G. Mezei, “Extremely low frequency magnetic field measurements in buildings with transformer stations in Switzerland,” *The Science of the total environment*, vol. 409, no. 18, pp. 3364–3369, 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2011.05.041>
 14. V. Yu. Rozov, S. Yu. Reutskiy, D. Ye. Pelevin, K. D. Kundius, “Magnetic field of electrical heating cable systems of the floors for residential premises,” *Electrical Engineering & Electromechanics*, no. 5, pp. 48–57, 2024, doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2024.5.07>
 15. Electrical installation regulations [Pravila ulastuvannia electroustanovok]. Kharkiv: Fort Publishing, 2017, 760 p. (in Ukrainian)
 16. V. Yu. Rozov, M. M. Rezinkina, Yu. D. Dumanskiy, L. A. Gvozdenko, “Issledovanie tehnogennykh iskazhenij geoamagnitnogo polya v zhilykh i proizvodstvennykh pomesheniayah i opredelenie putej ih snizheniya do bezopasnogo urovnya,”[Study of man-made distortions of the geomagnetic field in residential and

- industrial premises and determination of ways to reduce them to a safe level] *Tekhnichna Elektrodynamika. Tematicheskij vypusk "Problemy sovremennoj elektrotehniki"*. Chapter 2, pp. 3–8, 2008. (in Russian)
17. V. Yu. Rozov, O. O. Tkachenko, A. V. Yerisov, V. S. Grinchenko, "Analytical calculation of magnetic field of three-phase cable lines with two-point bonded shields," *Tekhnichna Elektrodynamika*, no. 2, pp. 13–18, 2017, doi: <https://doi.org/10.15407/techned2017.02.013> (in Russian)
 18. V. Yu. Rozov, "Vneshnie magnitnyie polya silovogo elektrooborudovaniya i metody ih umensheniya," [External magnetic fields of power electrical equipment and methods of their reduction]. *Preprints NAS of Ukraine. Institute of Electrodynamics*, no. 772, Kyiv. 1995. 42 p. (in Russian)
 19. D. Y. Pelevin, "Screening magnetic fields of the power frequency by the walls of houses," *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2015, no. 4, pp. 49–52, doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2015.4.10>. (in Russian)
 20. V. Yu. Rozov, V. S. Grinchenko, D. Ye. Pelevin, K. V. Chunikhin, "Simulation of electromagnetic field in residential buildings located near overhead lines," *Tekhnichna Elektrodynamika*, no. 3, pp. 6–8, 2016, doi: <https://doi.org/10.15407/techned2016.03.006>. (in Russian)
 21. V. Yu. Rozov, D. A. Assiurov, S. Yu. Reytskiy, "Zamknutyie sistemyi kompensatsii magnitnogo polya tehniceskikh ob'ektov s razlichnyimi sposobami formirovaniya obratnyih svyazey," [Closed systems for compensation of the magnetic field of technical objects with different methods of feedback formation] *Tekhnichna Elektrodynamika*, pp. 97–100, 2008. (in Russian)
 22. V. Yu. Rozov, D. A. Assiurov, "Metod aktivnogo ekranirovaniya vneshnego magnitnogo polya tehniceskikh ob'ektov," [Method of external magnetic field active shielding of technical objects] *Tekhnichna elektrodynamika. Tematichnyi vypusk «Problemy suchasnoi elektrotehniki»*, chapter 3, pp.13–16, 2006. (in Russian)
 23. A. K. Shydlovskiy, V. Yu. Rozov, "Sistemyi avtomaticheskoy kompensatsii vneshnih magnitnyih polyej energonasyischennyih ob'ektov," [Automatic compensation systems for external magnetic fields of energy-saturated objects] *Tekhnichna Elektrodynamika*, no. 1, pp. 3–9, 1996. (in Russian)
 24. V. Yu. Rozov, A. V. Hetman, S. V. Petrov *et al.*, "Mahnetyzm kosmicheskikh apparatov," [Magnetism of spacecraft]. *Tekhnichna elektrodynamika. Tematichnyi vypusk «Problemy suchasnoi elektrotehniki»*, 2010, chapter 2, pp. 144–147.
 25. B. I. Kuznetsov, T. B. Nikitina, I. V. Bovdui, O. V. Voloshko, V. V. Kolomiets, B. B. Kobylanskiy. "Synthesis of an effective system of active shielding of the magnetic field of a power transmission line with a horizontal arrangement of wires using a single compensation winding," *Electrical Engineering & Electromechanics*, no. 6, pp. 15–21, 2022, doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2022.6.03>
 26. A. Huss, K. Goris, R. Vermeule, H. Kromhout, "Does apartment's distance to an in-built transformer room predict magnetic field exposure levels?," *Journal of exposure science & environmental epidemiology*, vol. 23, no. 5, pp. 554–558, 2013, doi: <https://doi.org/10.1038/jes.2012.130>
 27. A. D. Nesterenko, *Vvedenie v teoreticheskuyu elektrotehniku [Introduction to Theoretical Electrical Engineering]*, Kyiv: Naukova Dumka Publishing, 1969, 351 p. (in Russian)
 28. K. Simonyi, *Theoretische elektrotechnik*. Berlin: VEB Deutscher Verlag der Wissen, 1979, 980 p. (in German)
 29. Ju. A. Stratton, *Electromagnetic Theory*. New York and London: McGraw-Hill book Company, 1941, 615 p.
 30. W. R. Smythe, *Static and Dynamic Electricity*. McGraw-Hill, New York, 1968, 623 p.

Надійшло (received) 01.10.2024

UDC 621.3.013

DMYTRO PELEVIN ✉ – Doctor of Philosophy (PhD), Senior Researcher, Head of Laboratory of Magnetic Measurements, Department of Magnetism of Technical Objects, Anatolii Pidhornyi Institute of Power Machines and Systems of the National academy of sciences of Ukraine; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1413-2114>; e-mail: pelevindmitro@ukr.net.

CALCULATION OF THE MAGNETIC FIELD OF A LOW-VOLTAGE BUSBARS OF A BUILT-IN TRANSFORMER SUBSTATION

Built-in transformer substations are a source of dangerous to public health of industrial frequency magnetic field at those closest to them a residential premises, this requires its reduction to current sanitary standards. The solution to the problem of reducing the magnetic field in transformer substations, first of all, requires the presence of a correct and non-burdensome analytical method of engineering calculation of magnetic flux density, which is created above the substation. But the existing technique is based on a multi-dipole mathematical model has a methodical limitation of the minimum distance between the substation busbars and the calculation zone and therefore needs improvement. The purpose of the work is to develop an analytical method for calculating the magnetic field near a low-voltage busbars of a 6(10)/0.4 kV transformer substation built into a residential building of an old building, which has no restrictions on the distance to the calculation zone. Using the Bio-Savar's law and the principle of superposition, a mathematical model of the magnetic field of individual straight sections of the busbars has been constructed and an analytical method for calculating the magnetic field of a low-voltage busbars of a transformer substation has been developed, determining the induction of its magnetic field as a whole. The developed method for calculating the magnetic field has been verified, by means of experimental studies on the magnetic measuring stand of the institute of a full-scale laboratory model of a low-voltage busbars of a transformer substation with a power of 100 kVA, that confirmed the coincidence of the calculation results and the experiment with a spread of no more than 5 %. The character of the distribution of the magnetic field over three-phase low-voltage busbars was determined, which is close to a dipole, which determines the possibility of its effective reduction by simpler active shielding systems with one compensation winding. Wide application of the developed methodology is planned in the creation of new methods and reduction means the magnetic field level of existing built-in transformer substations 6(10)/0.4 kV with a power of 100–1260 kVA to a level that is safe for the population.

Keywords: built-in transformer substation; low-voltage busbars; magnetic field.

ХОМЕНКО ІГОР ВАСИЛЬОВИЧ ✉ – кандидат технічних наук, доцент, професор кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5141-5391>; e-mail: igor.v.khomenko@gmail.com.

ШКРЕБЕЛА АНДРІЙ ВЯЧЕСЛАВОВИЧ – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-9321-3361>; e-mail: andrii.shkrebela@ieec.khpi.edu.ua.

ОРЛОВ ВІКТОР СЕРГІЙОВИЧ – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-9809-0466>; e-mail: viktor.orlov@ieec.khpi.edu.ua.

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМУ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ ПО НАПРУЗІ В СУЧАСНИХ УМОВАХ

У статті розглянуто фрагмент реальної розподільчої електричної мережі напругою 35–110 кВ, яка складається з замкненої конфігурації мережі 110 кВ із відгалуженнями напругою 35 кВ. Використано реальні технічні параметри трансформаторів, встановлених у вузлах навантаження, а також характеристики провідів ліній електропередач. Для аналізу було враховано актуальні значення навантажень з врахуванням роботи альтернативних джерел енергії, під'єднаних до кожного з вузлів. Під впливом цих факторів деякі вузли навантаження перетворюються на генераторні. Отримана розрахункова схема заміщення цієї мережі з урахуванням як поздовжніх, так і поперечних параметрів. Розглянуто алгоритми розрахунків, який використовується для аналізу режимів роботи електричної мережі. Проведено числові розрахунки нормальних режимів роботи мережі за допомогою розрахункової програми, що дозволило дослідити вплив регулювання напруги на втрати електричної енергії. Зокрема, було досліджено, як впливає зміна рівня напруги в базисному та балансуєчому вузлі мережі напругою 110 кВ на усталений нормальний режим роботи всієї мережі. Дослідження включає порівняльний аналіз втрат електричної енергії для різних компонент: активної та реактивної складових потужності. Такий підхід дозволяє зробити висновки щодо впливу заходів регулювання напруги на втрати електричної енергії. На основі виконаних розрахунків визначено кількісний та якісний вплив підвищення рівнів напруги у базисному вузлі на зменшення втрат електроенергії у всій мережі в цілому. Таким чином, було зроблено висновок про можливість оптимізації режиму роботи електричної мережі за напругою.

Ключові слова: розподільна електрична мережа; схема заміщення мережі; альтернативні джерела енергії; нормальний режим; регулювання напруги; втрати електроенергії; оптимізація режиму за напругою.

Постановка проблеми. В реальних умовах експлуатації розподільчих електричних мереж їх режими роботи можуть суттєво змінюватися. Це обумовлено зміною величини та характеру навантаження, підключенням пристроїв компенсації реактивної потужності, підключенням нетрадиційних джерел енергії та зміною схем електропостачання. Зміни режимів обумовлюють зміну рівнів напруги в вузлах електричної мережі різного класу напруги від 150 до 1 кВ. Тому питання якості електричної енергії для таких мереж є актуальною та однією з пріоритетних задач облenerго та всіх організацій, які експлуатують розподільчі електричні мережі. Рівні напруги повинні забезпечувати надійність, якість та ефективність їх роботи в сучасних умовах. В статті розглядається питання впливу підвищення рівнів напруги на втрати електричної в фрагменті розподільчої електричної мережі 35–110 кВ.

Огляд літератури. Розвиток електроенергетичної галузі України є одним зі стратегічних напрямків розвитку нашої держави [1]. Електроенергетика України це потужний механізм, що складається з генераторних потужностей, структур НЕК «Укренерго» та облenerго, споживачів електроенергії. Загальне керівництво галуззю забезпечується Міністерством енергетики та Енергоринком України [1, 2]. Запорукою успішної роботи є збалансованість генеруючого сектору та споживачів електричної енергії [3]. Не менш важливим фактором є надійна

робота системо утворюючих та розподільних мереж [4]. Незважаючи на всі труднощі та виклики, насамперед це фінансування галузі та кадрова політика, електроенергетика повинна динамічно розвиватися [5]. Одним з головних напрямків розвитку електроенергетичної галузі є оптимальне впровадження відновлюваних джерел енергії, оновлення та кваліфікована експлуатація всього електроенергетичного обладнання [6]. Ці питання активно розробляються та вирішуються фахівцями багатьох країн світу [7, 8]. Однак треба добре розуміти, що питання стратегічного розвитку та управління електроенергетичної галузі залишаються пріоритетними. Одним з таких питань є керування режимом роботи за напругою та потоками реактивної потужності [9, 6]. Вирішення цього питання неможливе без серйозного математичного моделювання цих пристроїв [10]. В той же час, на думку багатьох фахівців найбільше вірогідним шляхом вирішення цієї проблеми є системне використання пристроїв РПН силових трансформаторів [11, 12]. Звісно, це питання треба вирішувати з урахуванням впливу від впровадження альтернативних джерел енергії для отримання оптимального позитивного результату [13, 14]. Практичний інтерес мають перспективні розробки нових пристроїв РПН на базі двигунів з ротором, що котиться [15]. Розвиток цього науково-практичного напрямку повинно забезпечити надійну та ефективну роботу з керування режимами розподільчих

© І. В. Хоменко, А. В. Шкробела, В. С. Орлов, 2024



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

мереж в сучасних умовах, умовах впровадження альтернативних джерел енергії. В той же час, з'являються нові проблеми, вирішення яких неможливе без подальшого поступового розвитку сучасної електроенергетичної галузі [16, 17].

Мета статті дослідити вплив регулювання напруги на втрати електричної енергії у розподільчих мережах напругою 35–110 кВ та можливості оптимізації їх режимів роботи.

Виклад основного матеріалу. Розглянемо питання регулювання напруги більш детально. На рис. 1 представлено фрагмент реальної електричної мережі 110–35 кВ. Мережа 110 кВ замкнена, мережа 35 кВ – розімкнена. На схемі представлено типи трансформаторів на підстанціях та типи і довжина проводів ліній електропередавання. Вузол 1 – базовий по нарузі та балансує по потужності. До всіх вузлів навантаження підключені та працюють нетрадиційні джерела енергії, переважно це сонячні батареї та вітрові електричні станції. Їх навантаження приведено з урахуванням їх роботи. Під впливом цих факторів вузли 2 та 12 перетворюються на генераторні. Мережу було спроектовано більше 30 років тому і сьогодні важливо проаналізувати характер сучасних можливих режимів електропередавання та можливість оптимізації режиму по нарузі. Як правило, питання керування режимом електричної мережі по нарузі можливо вирішувати за допомогою наступних технічних засобів: пристроїв РПН, синхронних компенсаторів, батарей статичних компенсаторів та інші. Використання того чи іншого засобу регулювання має комплексний характер і вирішується структурою, яка здійснює керування режимами та експлуатацію розподільчою мережею.

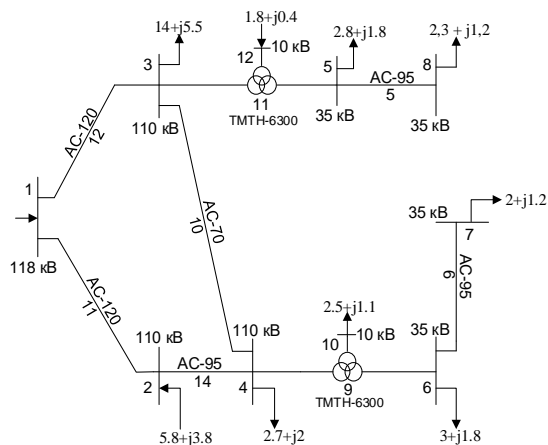


Рисунок 1 – Схема мережі

Розглянемо вплив рівнів напруги в базовому та балансуєчому вузлі 110 кВ на режими роботи цієї схеми. В основу оптимізаційних розрахунків покладена послідовність розрахунків ustalених нормальних режимів електричної мережі. Підготовка даних до розрахунків нормальних режимів електричної мережі включає:

- складання схеми заміщення електричної мережі в нормальному режимі, нумерацію вузлів схеми;

- розрахунок електричних параметрів елементів мережі;
- підготовку файлів вихідних даних.

Схема заміщення електричної мережі, відповідна прийнятій розрахунковій схемі, представлена на рис. 2. Для забезпечення необхідної точності результатів розрахунку всі елементи вихідної схеми представлені повними схемами заміщення (з урахуванням як поздовжніх R, L, так і поперечних G, C параметрів). Для розрахунку застосовувалась програма “Режим”. На рис. 1 прийнята нумерація вузлів мережі для подальших розрахунків.

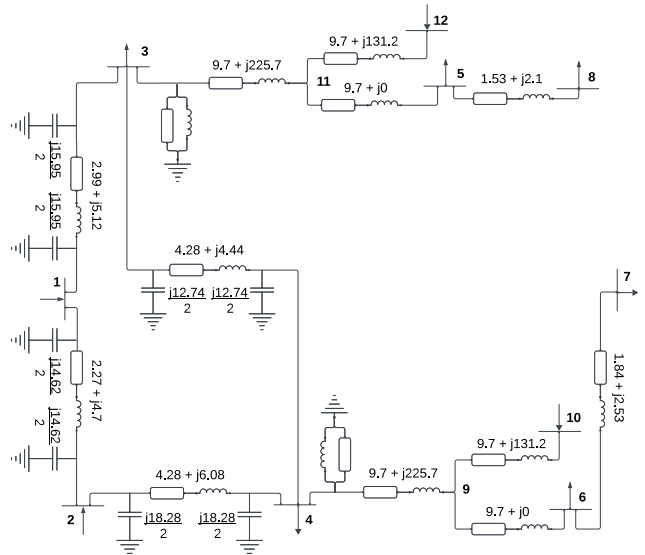


Рисунок 2 – Схема заміщення електричної мережі

У табл. 1 наведено вузлові навантаження для кожного з досліджуваних вузлів мережі. Вона демонструє значення активної (P, МВт) і реактивної (Q, МВАр) потужностей у вузлах розподільчої електричної мережі. Дані вказують на нерівномірний розподіл навантажень між вузлами, що впливає на розрахунок струмів і потенційні втрати енергії в мережі.

Таблиця 1 – Вузлові навантаження

Вузол	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P, МВт	5,8	14,0	2,7	2,8	3	2	2,3	0	2,5	0	1,8
Q, МВАр	3,8	5,5	2	1,8	1,8	1,2	1,2	0	1,1	0	0,4

Параметри проводів та трансформаторів, що формують основні ділянки мережі наведені у табл. 2 і 3. Зокрема, для кожної ділянки представлені марка дроту, його довжина, а також поздовжні й поперечні параметри (r, x, b). Для трансформаторів представлені тип, номінальна напруга обмоток, а також активний та індуктивний опір (R, X). Ці дані слугували основою для побудови схем заміщення мережі та визначення величин втрат потужності. Зокрема, було встановлено, що параметри проводів і трансформаторів мають суттєвий вплив на загальні енергетичні характеристики мережі.

Таблиця 2 – Параметри мережі

Ділянка	Марка дроту	l, км	g ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	b ₀ , мкСм/км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1–2	АС-120	11	0,249	0,427	2,658	2,74	4,7	29,24
1–3	АС-120	12	0,249	0,427	2,658	2,99	5,12	31,90
2–4	АС-95	14	0,306	0,421	2,611	4,28	6,08	36,55
3–4	АС-70	10	0,428	0,432	2,547	4,28	4,44	25,47
5–8	АС-95	5	0,306	0,421	—	1,53	2,10	—
6–7	АС-95	6	0,306	0,421	—	1,84	2,53	—
Ділянка	Тип трансформатора		U _н обмоток, кВ		R, Ом	X, Ом		
3–11	ТМТН-6300/110		ВН	115	9,70	225,7		
11–5			СН	38,5	9,70	0		
11–12			НН	11	9,70	131,2		
4–9	ТМТН-6300/110		ВН	115	9,70	225,7		
9–6			СН	38,5	9,70	0		
9–10			НН	11	9,70	131,2		

Розглянемо один з заходів, щодо підвищення ефективності роботи електричної мережі. Мова йде про підвищення рівнів напруги в базисному та балансуєчому вузлі 110 кВ.

Матеріали та методика дослідження наступна. Кожна ділянка електричної мережі (лінії електропередачі, трансформатори та автотрансформатори) характеризується поздовжніми параметрами – активним R і реактивним X опорам, в яких перетоки активної і реактивної потужностей в умовах експлуатації супроводжуються загальними технологічними втратами:

$$\Delta P_{ij} + j\Delta Q_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_i^2} (R_{ij} + jX_{ij}), \quad (1)$$

де P_{ij} , Q_{ij} , U_i – відповідно активна та реактивна потужність перетікання початку ділянки $i-j$ і модуль напруги вузла початку ділянки.

Відповідно технологічні витрати активної потужності на ділянці $i-j$ визначаються, як:

$$\Delta P_{ij} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_i^2} R_{ij}. \quad (2)$$

Для електричної мережі, яка має n ділянок, технологічні витрати активної потужності розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{U_i^2} R_{ij}. \quad (3)$$

Дослідимо вплив зміни напруги на оптимізацію режимів розподільних електричних мереж. Результати розрахунків наведено в табл. 3.

Аналіз проведених розрахунків показує, що активні втрати пропорційні рівням струмів і тому в мережах 35 кВ вони збільшуються. В той же час, реактивні втрати пропорційні рівням напруги і тому в мережах 35 кВ вони значно зменшуються. При збільшенні рівнів напруги на 5 % активні втрати в мережі 110 кВ зменшуються приблизно на 9 %, в мережі 35 кВ – на 6 %. В той же час реактивні втрати в мережі 110 кВ зменшуються приблизно на 10 %, а в мережі 35 кВ – на 5 %. Таким чином, підвищення

напруги впливає на активні та реактивні втрати електроенергії, причому у мережі 110 кВ це має більш суттєвий характер. Цей факт може сприяти достатньо високій ефективності використання пристроїв компенсації реактивної потужності у мережах 35-110 кВ.

Таблиця 3 – Активні та реактивні втрати в електричній мережі при дослідженні зміни напруги

U, кВ	ΔP, МВт			ΔQ, МВАр		
	110	35	загальні	110	35	загальні
114	0,136	0,158	0,294	0,221	0,018	0,239
115	0,135	0,161	0,296	0,217	0,017	0,234
116	0,132	0,159	0,291	0,213	0,017	0,230
117	0,130	0,156	0,286	0,209	0,017	0,226
118	0,127	0,154	0,281	0,204	0,017	0,221
119	0,125	0,151	0,276	0,202	0,017	0,219
120	0,124	0,148	0,272	0,198	0,017	0,215

Висновки. Таким чином, у статті розглянута оптимізація режиму електричної мережі за напругою. Ця наукова проблема вирішується за рахунок дослідження впливу регулювання напруги на втрати електричної енергії. У статті розглядається фрагмент розподільчої електричної мережі 35–110 кВ та її розрахункова схема заміщення. Розрахункова схема заміщення побудована з урахуванням роботи альтернативних джерел енергії. Детально розглянутий розрахунковий алгоритм. За допомогою розрахункової програми проведені розрахунки нормальних режимів електричної мережі. Досліджено, вплив регулювання напруги на активну та реактивну складову потужності. Встановлено, що підвищення напруги суттєво впливає на активні втрати електроенергії, причому у мережі 110 кВ це має більш суттєвий характер. Цей факт можна використовувати для достатньо високої ефективності використання пристроїв компенсації реактивної потужності у мережах 35–110 кВ.

Список літератури

1. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2035 року “Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність”:

- Розпорядж. Каб. Міністрів України від 18.08.2017 № 605-р : станом на 21 квіт. 2023 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-p#Text>.
2. Про утворення державного підприємства «Енергоринок» : Постанова Кабінету Міністрів України від 05.05.2000 № 755 : станом на 14 берез. 2001 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/755-2000-p#Text>.
 3. Применение генетического алгоритма для оптимального распределения источников генерации с целью уменьшения потерь и улучшения уровня напряжения / А. Раштчизде та ін. *Energetikann problemlori*. 2008. № 4. С. 24–31.
 4. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О. Оптимальне керування нормальними режимами ЕЕС з урахуванням нормативного значення технічних втрат електроенергії та технічного стану трансформаторів з РПН. *Наукові праці Донецького національного технічного університету. Електротехніка і енергетика*. 2013. № 1 (14). С. 168–172.
 5. Черненко П. А., Прихно В. Л., Трубицин В. В. Определение эффективных управляющих воздействий в процессе оперативной оптимизации режима электроэнергетической системы по напряжению и реактивной мощности. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2012. № 31. С. 12–21.
 6. Яндулський О. С., Труніна Г. О., Нестерко А. Б. Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії : монографія. Київ : КПП ім.Ігоря Сікорського, 2021. 191 с.
 7. Відділ інформаційно-аналітичного забезпечення НТЦЕ НЕК «Укренерго». Системи режимно-технологічного управління електромережами та практика регулювання навантажень у енергосистемах зарубіжних країн з урахуванням розвитку поновлюваної енергетики. 2011. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-Systemy-rezhymno-tehnologichnogo-upravlinnya.pdf>.
 8. Eastland Network. Connection and Operation of Distributed Generation. Gisborne, 2011. URL: <https://www.eastland.nz/wp-content/uploads/2015/10/Connection-Operation-of-Distributed-Generation-15-October-2013.pdf>.
 9. A Dynamic Master/Slave Reactive Power-Management Scheme for Smart Grids With Distributed Generation / M. S. El Moursi et al. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2014. Vol. 29, no. 3. P. 1157–1167. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2013.2294793>.
 10. Марченко А. А., Труніна Г. О., Тимохіна А. О. Модель регулятора напруги розподільної електричної мережі. *Вісник Чернігівського державного технологічного університету. Серія: Технічні науки*. 2013. № 2 (65). С. 209–215.
 11. Experimental testing and model validation of a decoupled-phase on-load tap-changer transformer in an active network / A. Zecchino et al. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2016. Vol. 10, no. 15. P. 3834–3843. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.0352>.
 12. Грабко В. В. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН. Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. 109 с.
 13. Agalgaonkar Y. P., Pal B. C., Jabr R. A. Distribution voltage control considering the impact of PV generation on tap changers and autonomous regulators. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2014. Vol. 29, no. 1. P. 182–192. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2013.2279721>.
 14. Зменшення кількості спрацювань системи РПН трансформатора в електричній мережі з джерелами розосередженого генерування / О. С. Яндулський та ін. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2017. № 5 (135). С. 69–73.
 15. Хоменко І. В., Федосеєнко О. М., Стасюк І. В. Підвищення надійності пристроїв РПН силових трансформаторів. *Збірник наукових праць Українського державного університету залізничного транспорту*. 2017. № 170. С. 60–71.
 16. Гаєвський О. Ю., Магада В. В., Ужейко С. О. Методи гармонічного аналізу вихідної напруги інвертора в реальному часі. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2014. № 3. С. 72–77.
 17. Шелест Д. А. Підвищення якості електричної енергії в мережі з сонячними електростанціями в режимі зниження генерованої потужності : дис. ... д-ра філософії в галузі техн. наук : 141. Харків, 2024. 181 с. URL: <https://repository.kpi.kharkov.ua/items/7d2f0837-f7a0-436a-99cc-c4e8a4a6f3af> (дата звернення: 08.12.2024).

References

1. Ukraine, Cabinet of Ministers of Ukraine. (2017, Aug. 18). Order of the Cabinet of Ministers of Ukraine no. 605-r, Pro skhvalennia Enerhetychnoi stratehii Ukrainy na period do 2035 roku "Bezpeka, enerhoefektyvnist, konkurentospromozhnist" [On approval of the Energy Strategy of Ukraine for the period up to 2035 'Security, Energy Efficiency, Competitiveness']. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-p#Text> (in Ukrainian)
2. Ukraine, Cabinet of Ministers of Ukraine. (2000, May 5). *Order of the Cabinet of Ministers of Ukraine no. 755, Pro utvorennia derzhavnoho pidpriemstva "Enerhorynok"* [On the establishment of the state enterprise Energorynok]. [Online]. Available: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/755-2000-p#Text> (in Ukrainian)
3. A. Rashtchizadeh, A. M. Hashimov, N. R. Rahmanov, and S. T. Ahmedova, "Genetic algorithm for optimal distributed generation siting and sizing to reduce power losses and improve voltage profile", *Energetikann problemlori*, no. 4, pp. 24–31, 2008. (in Russian)
4. P. D. Lezhniuk, O. Ye. Rubanenko, and O. O. Rubanenko, "Optymalne keruvannya normalnymy rezhymamy EES z urakhuvanniam normatyvnoho znachennia tekhnichnykh vtrat elektroenerhii ta tekhnichnoho stanu transformatoriv z RPN [Optimal management of normal operating modes of EPS considering normative energy losses and technical state of transformers with OLTC]", *Scientific Papers of Donetsk National Technical University. Series: Electrical and Power Engineering*, no. 1 (14), pp. 168–172, 2013. (in Ukrainian)
5. P. O. Chernenko, V. L. Pryhno, and V. V. Trubitsyn, "Determination of effective managing influences in the process of operative optimization of mode of electroenergy system on voltage and reactive-power", *Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*, no. 31, pp. 12–21, 2012. (in Russian)
6. O. S. Yandulskiy, H. O. Trunina, and A. B. Nesterko, *Rehulivannia napruhy v rozpodilnykh elektrychnykh merezhakh z vidnovliuvanymy dzherelamy enerhii [Voltage regulation in distribution electrical networks with renewable energy sources]*. Kyiv: Nat. Tech. Univ. Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytech. Inst.", 2021. (in Ukrainian)
7. Department of Information and Analytical Support of the Scientific and Technical Centre of NPC Ukrenergo, "Systemy rezhymno-tehnologichnoho upravlinnia elektromerezhamy ta praktyka rehulivannia navantazhen u enerhosystemakh zarubizhnykh krain z urakhuvanniam rozvytku ponovliuvanoi enerhetyky [Regime-technological management systems of electrical networks and load regulation practices in energy systems of foreign countries considering renewable energy development]", Jun. 2011. [Online]. Available: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-Systemy-rezhymno-tehnologichnogo-upravlinnya.pdf> (in Ukrainian)
8. Eastland Network, "Connection and Operation of Distributed Generation", Gisborne, Mar. 2011. [Online]. Available: <https://www.eastland.nz/wp-content/uploads/2015/10/Connection-Operation-of-Distributed-Generation-15-October-2013.pdf>
9. M. S. El Moursi, H. H. Zeineldin, J. L. Kirtley, and K. Alobeidli, "A dynamic master/slave reactive power-management scheme for smart grids with distributed generation", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no. 3, pp. 1157–1167, Jun. 2014, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2013.2294793>
10. A. A. Marchenko, H. O. Trunina, and A. O. Tymokhina, "Model of voltage regulator of electrical distribution network", *Visnyk of Chernihiv State Technological University. Series "Technical Sciences"*, no. 2 (65), pp. 209–215, 2013. (in Ukrainian)
11. A. Zecchino, J. Hu, M. Coppo, and M. Marinelli, "Experimental testing and model validation of a decoupled-phase on-load tap-changer transformer in an active network", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 15, pp. 3834–3843, Nov. 2016, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.0352>
12. V. V. Hrabko, *Modeli i zasoby rehulivannia napruhy za dopomohoiu transformatoriv z prystroiamy RPN [Models and tools for voltage regulation using transformers with OLTC]*. Vinnytsia: UNIVERSUM-Vinnytsia, 2005. (in Ukrainian)

13. Y. P. Agalgaonkar, B. C. Pal, and R. A. Jabr, "Distribution voltage control considering the impact of PV generation on tap changers and autonomous regulators", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 1, pp. 182–192, Jan. 2014, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2013.2279721>
14. O. S. Yandulskyi, A. B. Nesterko, H. O. Trunina, and O. V. Tymokhin, "Reduction of OLTC operating in electrical distribution network with distributed generation source", *Visnyk of Vinnytsia Polytechnical Institute*, no. 5 (135), pp. 69–73, 2017. (in Ukrainian)
15. I. V. Khomenko, O. M. Fedoseienko, and I. V. Stasiuk, "Improving the reliability of power transformers OLTC devices", *Collected Scientific Works of Ukrainian State University of Railway Transport*, no. 170, pp. 60–71, 2017. (in Ukrainian)
16. O. Yu. Haievskiy, V. V. Mahada, and S. O. Uzheiko, "Inverter output voltage harmonic analysis methods in real time", *POWER ENGINEERING: Economics, Technique, Ecology*, no. 3, pp. 72–77, 2014. (in Ukrainian)
17. D. A. Shelest, "Improving the quality of electric energy in a network with solar power plants in the mode of reducing the generated power", dissertation of PhD in Technical Sciences, Nat. Tech. Univ. "Kharkiv Polytech. Inst.," Kharkiv, 2024. Accessed: Dec. 8, 2024. [Online]. Available: <https://repository.kpi.kharkov.ua/items/7d2f0837-f7a0-436a-99cc-c4e8a4a6f3af> (in Ukrainian)

Надійшла (received) 09.12.2024

UDC 621.316

IGOR KHOMENKO ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Professor of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5141-5391>; e-mail: igor.v.khomenko@gmail.com.

ANDRII SHKREBELA – PhD Student at the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0007-9321-3361>; e-mail: andrii.shkrebel@iee.khpi.edu.ua.

VIKTOR ORLOV – PhD student at the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-9809-0466>; e-mail: viktor.orlov@iee.khpi.edu.ua.

OPTIMIZATION OF DISTRIBUTION NETWORK MODE BY VOLTAGE UNDER MODERN CONDITIONS

The article examines a fragment of a real distribution electrical network with a voltage level of 35–110 kV, consisting of a closed-loop 110 kV network with 35 kV branches. Real technical parameters of transformers installed at load nodes and the characteristics of power line conductors were used. The analysis took into account the actual load values, considering the operation of alternative energy sources connected to each node. Under the influence of these factors, some load nodes transform into generator nodes. A calculated equivalent circuit of this network was obtained, considering both longitudinal and transverse parameters. The calculation algorithm used for analyzing the operating modes of the electrical network is described. Numerical calculations of the normal operating modes of the network were performed using a simulation program, enabling the study of the impact of voltage regulation on electrical energy losses. Specifically, the study examined how changes in the voltage level at the base and balancing nodes of the 110 kV network affect the steady-state normal operation of the entire network. The research includes a comparative analysis of energy losses for different components: active and reactive power. This approach allows conclusions to be drawn regarding the influence of voltage regulation measures on energy losses. Based on the performed calculations, the quantitative and qualitative impact of increasing voltage levels at the base node on reducing energy losses across the entire network was determined. Thus, a conclusion was made about the potential for optimizing the operating mode of the electrical network through voltage regulation.

Keywords: distribution electrical network; network equivalent circuit; alternative energy sources; normal mode; voltage regulation; energy losses; voltage optimization.

ШЕВЧЕНКО СЕРГІЙ ЮРІЙОВИЧ – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9658-7787>; e-mail: Sergii.Shevchenko@kphi.edu.ua.

ДАНИЛЬЧЕНКО ДМИТРО ОЛЕКСІЙОВИЧ ✉ – кандидат технічних наук, доцент, професор кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7912-1849>; e-mail: Dmytro.Danylchenko@kphi.edu.ua.

ГАНУС РОМАН ОЛЕКСІЙОВИЧ – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-2442-6087>; e-mail: mrgans.roma@gmail.com.

РОЗРОБКА ТЕПЛОВОЇ МОДЕЛІ МАСЛОНАПОВНЕНОГО ТРАНСФОРМАТОРА В СЕРЕДОВИЩІ ANSYS

У роботі детально розглянуто моделювання теплових режимів підземної підстанції з використанням програмного середовища Ansys. Основна увага приділена маслonaповненому трансформатору ТРДН-63000/110, для якого створено спрощену геометричну модель у модулі Design Modeler. Моделювання теплових процесів виконано в Ansys Steady-State Thermal із використанням трикутної сітки та налаштуванням параметрів матеріалів, таких як теплопровідність і властивості охолоджувального середовища. У дослідженні проаналізовано режими роботи трансформатора: коротке замикання, холостий хід та перехідні стани. У режимі короткого замикання результати моделювання показали, що при використанні трансформаторної оливи максимальна температура активної частини знижується до діапазону 67–91 °С, що є значно нижчим, ніж у випадку повітряного охолодження, коли температура перевищувала допустимі значення (225 °С). У режимі холостого ходу максимальна температура трансформатора склала лише 35 °С, що свідчить про ефективність масляного охолодження навіть при мінімальних енергетичних навантаженнях. Особливу увагу приділено дослідженню залежності максимальної температури активної частини трансформатора від щільності теплових потоків у різних режимах роботи. Показано, що максимальна температура прямо пропорційно залежить від навантаження та густини теплових потоків, а найбільша інтенсивність тепловіддачі спостерігається поблизу обмоток. Отримані результати дозволяють оцінити ефективність тепловіддачі трансформатора та його вплив на тепловий баланс приміщення підстанції. Дані моделювання можуть бути використані для вдосконалення конструкції трансформаторів, оптимізації систем охолодження та забезпечення надійної роботи енергетичного обладнання в умовах підземних підстанцій. Проведене дослідження підкреслює важливість застосування сучасних чисельних методів для аналізу теплових характеристик трансформаторів і їх адаптації до складних умов експлуатації.

Ключові слова: теплове моделювання; Ansys Steady-State Thermal; маслonaповнений трансформатор; підземна підстанція; теплові режими; охолодження трансформатора.

Вступ. Ефективність роботи енергетичного обладнання, зокрема трансформаторів, значною мірою залежить від точності моделювання теплових та електромагнітних процесів. Сучасні підземні підстанції характеризуються підвищеними вимогами до тепловіддачі, що зумовлено обмеженим простором для природного охолодження та високими енергетичними навантаженнями.

Для оптимізації експлуатаційних характеристик трансформаторів необхідно враховувати складні теплові режими роботи, зокрема в умовах перевантаження чи короткого замикання. Традиційні методи розрахунку часто не враховують динаміку теплових перехідних процесів, що може призводити до заниження граничних температур.

Метою даного дослідження є розробка та аналіз теплової моделі маслonaповненого трансформатора ТРДН-63000/110 із використанням програмного середовища Ansys. Використання сучасних чисельних методів моделювання дозволяє провести детальний аналіз теплових процесів у різних режимах роботи, оцінити вплив охолоджувальних середовищ та запропонувати шляхи для підвищення ефективності тепловіддачі трансформатора в умовах підземної підстанції.

Мета статті. Метою статті є розробка та аналіз теплової моделі маслonaповненого трансформатора ТРДН-63000/110 у середовищі Ansys для дослідження теплових режимів його роботи, визначення залежності максимальної температури активних елементів від робочих умов та оцінки ефективності використання різних охолоджувальних середовищ у підземних підстанціях.

Теплова модель маслonaповненого трансформатора. Одним з найбільш важливих параметрів, що визначають ресурс трансформатора, є значення температури найбільш гарячої точки, яка, у свою чергу, визначається щільністю теплових потоків. У роботах [1–4] показано, що максимальна температура є функцією навантажень, перевантажень, режимів охолодження та часу. Також помічено [5–8], що традиційні методи розрахунку дають занижені значення максимальних температур, особливо в тих випадках, коли теплові перехідні процеси не досягли станів, що встановилися.

Як об'єкт дослідження обрано стрижневий маслonaповнений трифазний трансформатор ТРДН-63000/110, параметри якого представлені в табл. 1.

Розрахунок основних електричних величин та геометричних розмірів трансформатора, необхідних



для моделювання здійснено у наступному розділі статті [9].

Таблиця 1 – Електричні характеристики трансформатора

Тип трансформатора	ТРДН-63000/110
Потужність, МВА	63
Число фаз	3
Первинна напруга, В	115000±(9×1,78 %)
Вторинна напруга, В	10500
Система охолодження	Масляна з дуттям
Схема та група з'єднання обмоток	У _н /Д-Д-11-11
Напруга короткого замикання	10,5 %
Струм холостого ходу	0,3 %
Втрати холостого ходу, кВт	49,6
Втрати короткого замикання, кВт	240

Як обмотки високої напруги (ВН) і низької напруги (НН) прийняті циліндричні багат шарові обмотки з круглого дроту (рис. 1).

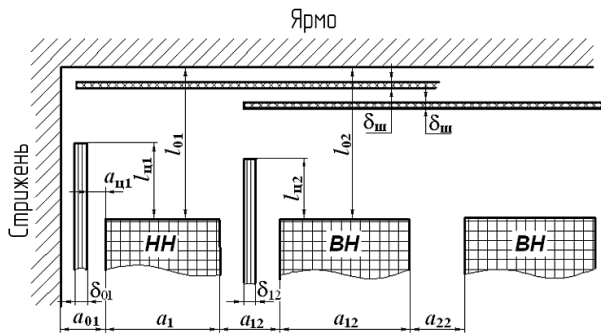


Рисунок 1 – Головна ізоляція обмоток

Для обмотки ВН $U_{\text{випробі}} = 200$ кВ визначено наступні ізоляційні відстані: $a_{12} = 50$ мм; $l'_0 = 75$ мм; $l''_0 = 205$ мм; $a_{13} = 50$ мм; $a_{33} = 35$ мм.

Для обмотки НН $a_{0н} = 8$ мм; паперово-бакелітовий циліндр $\delta_{02} = 10$ мм; канал між циліндром та обмоткою НН для розміщення відводів НН від середини її висоти $a_{y2} = 25$ мм. Всього $a_{01} = 43$ мм.

Вибрана стрижнева конструкція з числом 6, $k_{kr} = 0,913$ без пресуючої пластини. При потужності 63000 кВА охолоджуючі канали в магнітопроводі не передбачаються [10]. В якості матеріалу магнітної системи трансформатора приймається холоднокатана електрична сталь марки 3404 з густиною 7650 кг/м³.

Діаметр стрижня сердечника $d = 0,150$ мм. Коефіцієнт приведення ідеального поля розсіювання до реального поля $k_p \approx 0,95$.

Середній діаметр каналу між обмотками $d_{12} = 0,227$ м.

Висота обмотки $l = 0,263$ м. Активний переріз стрижня $l_c = 0,0153$ м².

Число витків обмоток НН, що припадає на одну фазу $w_2 = 327$.

Провід обмотки ПВ діаметром 3,55 мм з перетином 9,895 мм².

Число витків у шарі $w_{ш2} = 65,48$. Число шарів в обмотці $n_{ш2} = 5$.

Розміри обмотки НН – внутрішній діаметр $D_{2min} = 180$ мм, зовнішній діаметр $D_{2max} = 1,2336$ мм. Площа поверхні обмотки НН $P_2 = 0,324$ мм².

Втрати короткого замикання $P_{k2} = 240000$ Вт, маса проводу обмотки НН $G_2 = 13567$ кг.

Моделювання теплових режимів маслонаповненого трансформатора.

Створення моделі. Моделювання теплообміну та гідродинаміки проведено в середовищі трансформатора в пакеті програм вільно розповсюдженої версії Ansys 17.1 (Ansys Free Student Product Downloads). З огляду на те, що точний розрахунок маслонаповненого трансформатора обмежений обчислювальними ресурсами комп'ютера, використано спрощену модель трансформатора ТРДН-63000/110.

В якості НН і ВН, а також обмотки ізоляції прийнято циліндричні поверхні, які створюються в модулі створення геометрії Design Modeler програми Ansys 17.1 [11]. Попередньо створюється ескіз, який потім перетворюється в об'ємну фігуру за допомогою операції Extrude. Створені таким чином моделі обмоток НН і ВН трансформатора та ізоляції для однієї фази відповідно до розрахункової геометрії показано на рис. 2.

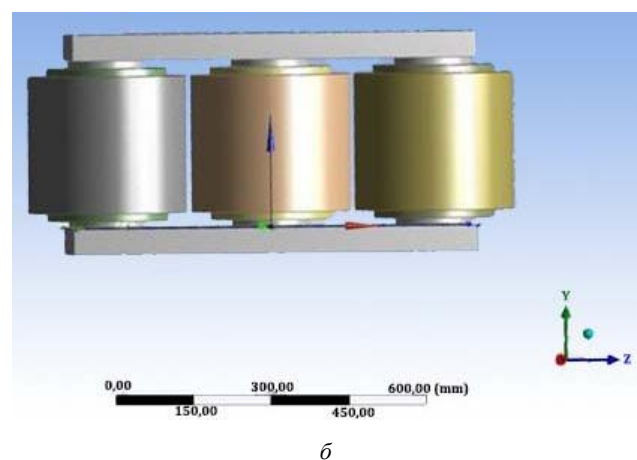
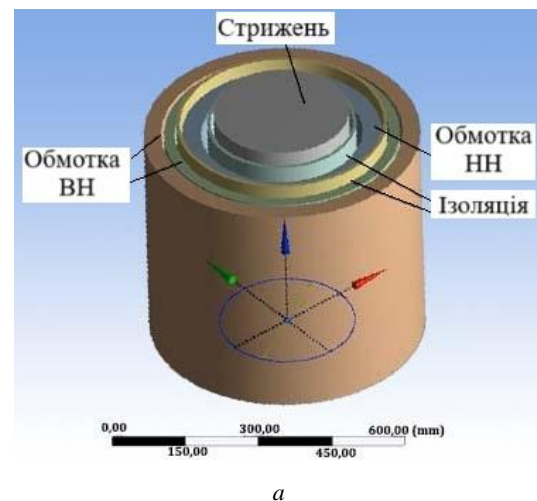


Рисунок 2 – Модель обмоток однієї фази (а) та активної частини (б) трансформатора ТРДН-63000/110, створена в Design Modeler програми Ansys 17.1

Аналогічно задається теплопровідність поздовжньої ізоляції $\lambda = 0,17 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$ у модельованому трансформаторі (рис. 3).

Details of "HV1"	
+ Graphics Properties	
- Definition	
<input type="checkbox"/> Suppressed	No
Stiffness Behavior	Flexible
Coordinate System	Default Coordinate System
Reference Temperature	By Environment
Behavior	None
- Material	
Assignment	Copper
Nonlinear Effects	Yes

a

Details of "Core"	
+ Graphics Properties	
- Definition	
<input type="checkbox"/> Suppressed	No
Stiffness Behavior	Flexible
Coordinate System	Default Coordinate System
Reference Temperature	By Environment
Behavior	None
- Material	
Assignment	Structural Steel
Nonlinear Effects	Yes

б

Details of "Solid"	
+ Graphics Properties	
- Definition	
<input type="checkbox"/> Suppressed	No
Stiffness Behavior	Flexible
Coordinate System	Default Coordinate System
Reference Temperature	By Environment
Behavior	None
- Material	
Assignment	Engine Oil
Nonlinear Effects	Yes

в

Рисунок 3 – Вікно введення властивостей матеріалу обмоток (а), сердечника (б) та охолоджуючого середовища (в)

Далі в Ansys Steady-State Thermal задається розрахункова сіткова область Mesh, яка розраховується автоматично на підставі геометричної моделі (рис. 4). Застосовувалася трикутна сітка, мінімальний розмір якої 5 мм, обмежується версією використовуваного обчислювального пакета.

Режим короткого замикання. Режим короткого замикання задається в Ansys Steady-State Thermal шляхом зазначення питомих теплових потоків q (Heat Flux). Щільність теплового потоку на поверхні обмотки НН у режимі короткого замикання

$$q_{2кз} = 107139,6 \text{ Вт/м}^2 \text{ з обмотки ВН} - q_{2кз} = 58632,2 \text{ Вт/м}^2.$$

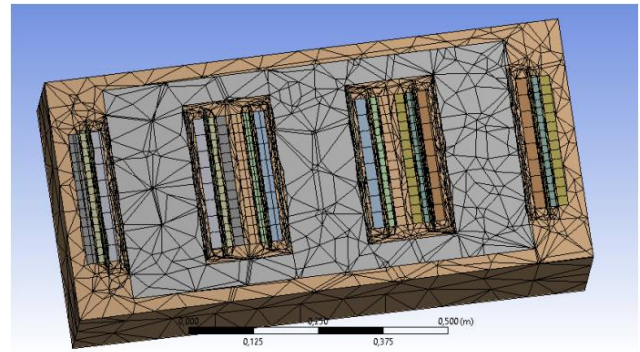


Рисунок 4 – Розрахункова сіткова область трансформатора Mesh (у розрізі) в Ansys Steady-State Thermal

Також для коректного моделювання в модель вводиться умова передавання теплоти конвекцією (Convection) і позначаємо всі межі між рідиною і твердим тілом за допомогою інструменту Fluid Solid Interface.

Спочатку для перевірки роботи активної частини трансформатора та поздовжньої ізоляції проводиться моделювання за відсутності заповнення трансформатора маслом, тобто за повітряного охолодження. Розподіл температур у різних областях трансформатора поблизу активної частини, отриманий у результаті моделювання представлено на рис. 5, а розподіл щільності теплових потоків – на рис. 6.

З представлених скріншотів зрозуміло, що в разі охолодження повітрям температури, за яких працює трансформатор, виявляються істотно вищими за допустимі 144–235 °С. Температура найгарячіших точок відповідає приблизно 225 °С і характерна для обмотки НН, також високою виявляється температура сердечника $t = 210$ °С. Завдяки наявності ізоляції температура обмоток ВН виявляється істотно нижчою, але, проте, також перевищує допустиме значення. Найбільша щільність теплових потоків, як і слід було очікувати, виявляється поблизу обмоток, у міру віддалення ж від них інтенсивність теплових потоків швидко зменшується.

Проведено аналогічне моделювання роботи в режимі короткого замикання за умови масляного наповнення трансформатора. Розподіл температур і щільності теплових потоків показано на рис. 7 і 8.

Рис. 7 і 8 свідчать, що використання трансформаторного масла для наповнення трансформатора суттєво зменшує температури в активній частині. Розподіл температур займає діапазон 67–91 °С. Відповідно температура найбільш нагрітої частини дорівнює 91 °С і також відповідає обмотці НН.

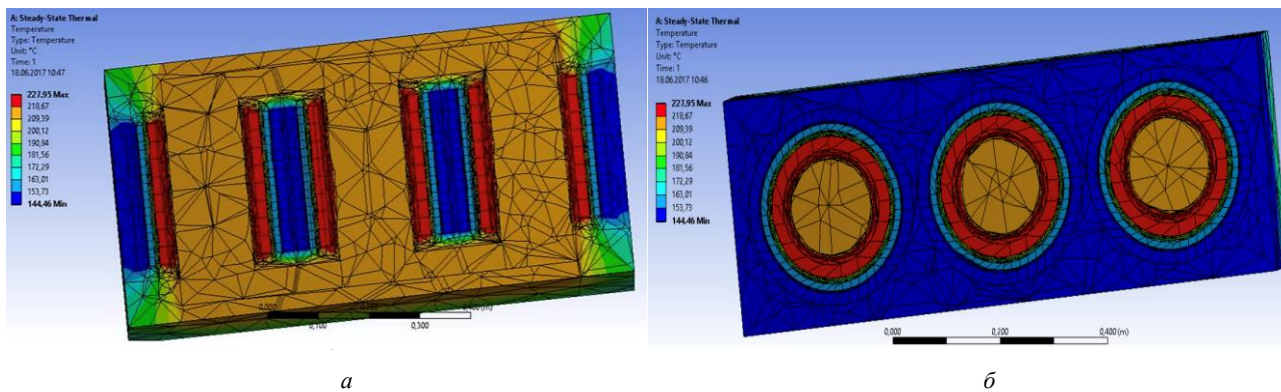


Рисунок 5 – Розподіл температур в трансформаторі в поздовжньому (а) та поперечному (б) розрізі при роботі в режимі короткого замикання; охолоджуюче середовище – повітря

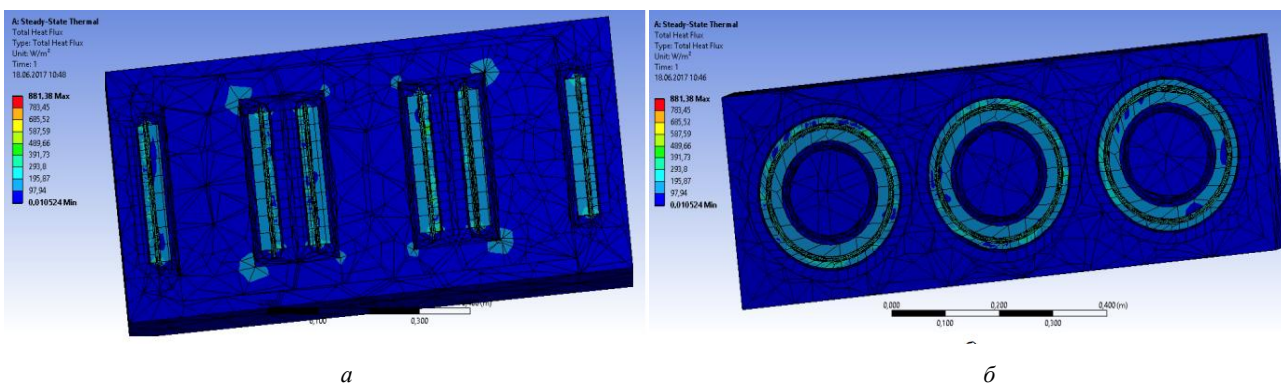


Рисунок 6 – Розподіл щільності теплового потоку в трансформаторі в поздовжньому (а) і поперечному (б) розрізі під час роботи в режимі короткого замикання; охолоджувальне середовище – повітря

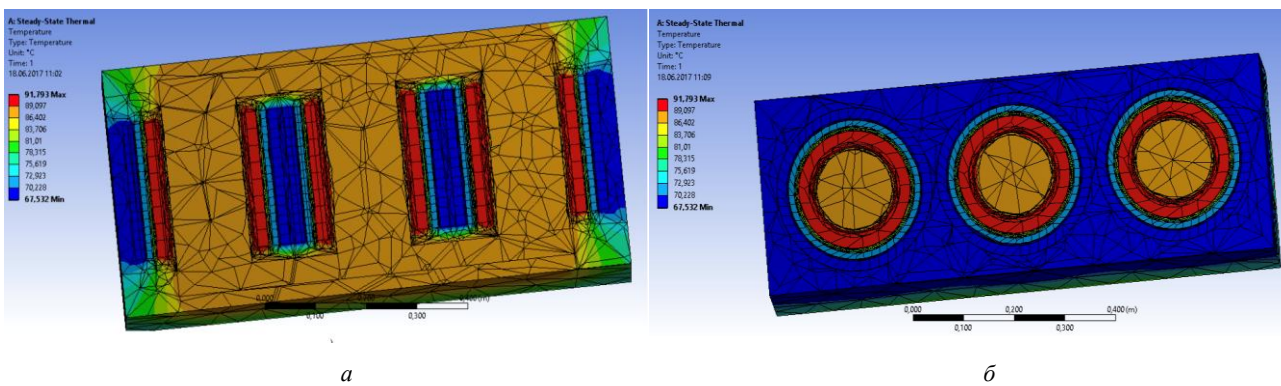


Рисунок 7 – Розподіл температур у трансформаторі в поздовжньому (а) і поперечному (б) розрізі під час роботи в режимі короткого замикання; охолоджувальне середовище – трансформаторне масло

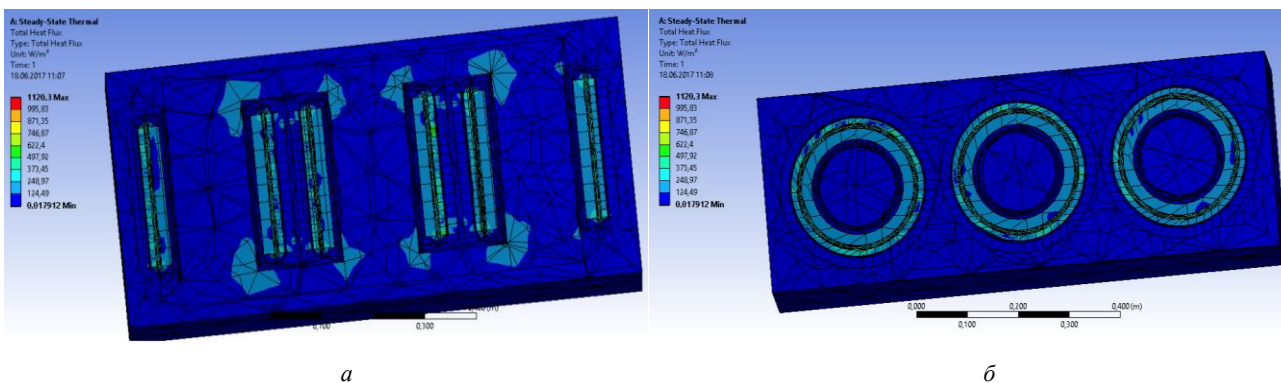


Рисунок 8. Розподіл щільності теплового потоку в трансформаторі в поздовжньому (а) і поперечному (б) розрізі під час роботи в режимі короткого замикання; охолоджувальне середовище – трансформаторне масло

Режим холостого ходу. Втрати в режимі холостого ходу для трансформатора ТМ-63000/110 становлять 49,6 кВт. Відповідні щільності теплового потоку обмоток трансформатора для обмотки НН $q_{\text{НН}}^{\text{XX}} = 22077,7 \text{ Вт/м}^2$, відповідно ВН $q_{\text{ВН}}^{\text{XX}} = 11126,5 \text{ Вт/м}^2$.

Параметри Heat Flux і Heat Flux2 змінюються відповідно до цих даних і проводиться моделювання в Ansys Steady-State Thermal. Результати свідчать про те, що під час роботи в режимі холостого ходу за повітряного охолодження виявляються в допустимих межах, а й за масляного охолодження – істотно нижчими за номінальні. Максимальна температура в

маслонаповненому трансформаторі в режимі холостого ходу становить лише 35 °С.

Залежність максимальної температури трансформатора від режиму роботи. Для дослідження залежності максимальної температури трансформатора ТМ-63000/110 від режиму його роботи проведено моделювання в діапазоні втрат від холостого ходу (50 кВт) до короткого замикання (245 кВт). Відповідні розподіли температур представлені на рис. 9–11.

Результатами моделювання відобразимо у табл. 2, в якій наведені залежності щільності теплових потоків ВН та НН до максимальної температури.

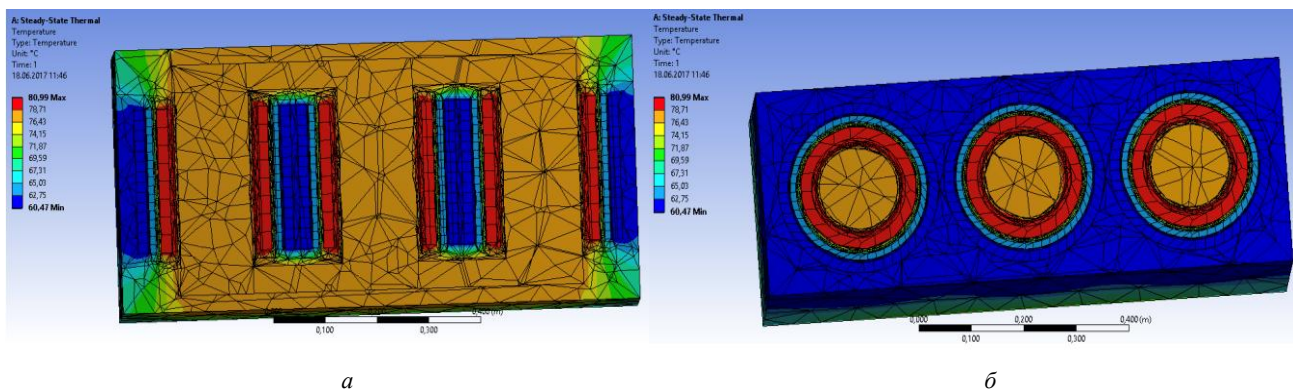


Рисунок 9 – Розподіл температур у маслонаповненому трансформаторі в поздовжньому (а) і поперечному (б) розрізі за втрат $P = 245000 \text{ Вт}$

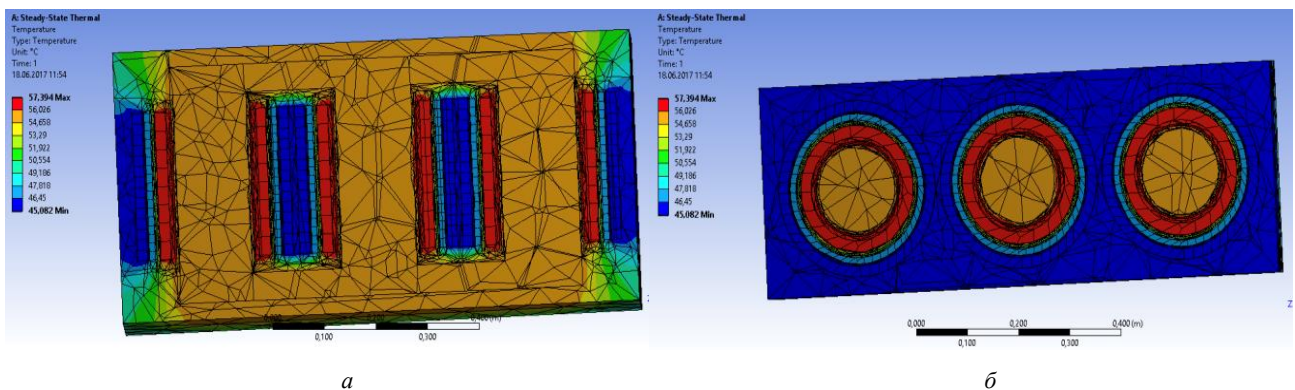


Рисунок 10 – Розподіл температур у маслонаповненому трансформаторі в поздовжньому (а) і поперечному (б) розрізі за втрат $P = 124000 \text{ Вт}$

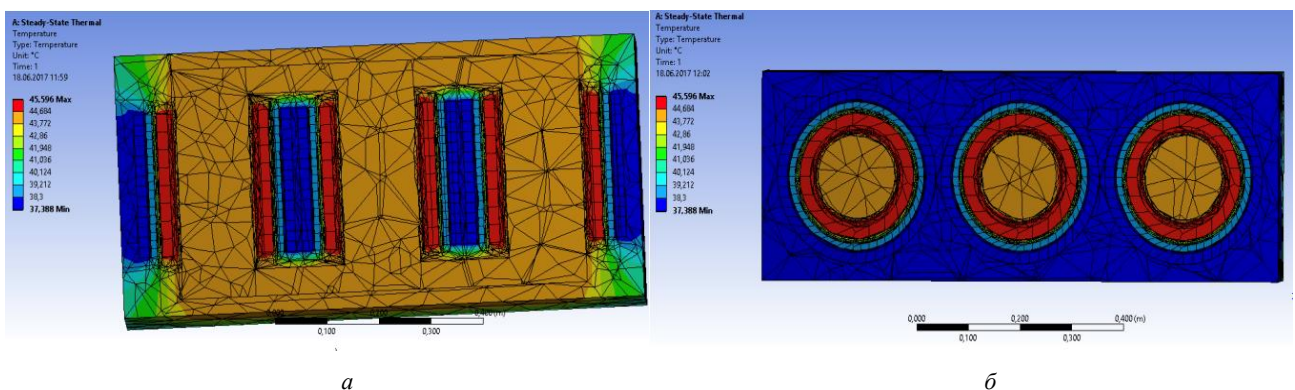


Рисунок 11 – Розподіл температур у маслонаповненому трансформаторі в поздовжньому (а) і поперечному (б) розрізі за втрат $P = 89600 \text{ Вт}$

Таблиця 2 – Результати моделювання

Щільність теплового потоку обмотки НН, Вт/м ²	Щільність теплового потоку обмотки ВН, Вт/м ²	Максимальна температура, °С
240000	107139,6	91
202872	90567,85	81
163200	72857,14	69
120000	53571,42	57
79200	35357,14	46
49602	22077,75	35

Наведені дані дозволяють визначити подальшу тепловіддачу трансформатора в приміщенні підстанції.

Висновки. У рамках дослідження було створено та проаналізовано теплову модель маслонаповненого трансформатора ТРДН-63000/110 із використанням програмного середовища Ansys. Отримані результати дозволяють зробити такі висновки.

Ефективність моделювання. Використання Ansys Steady-State Thermal забезпечило точну оцінку розподілу температур і теплових потоків у трансформаторі за різних режимів роботи, включаючи коротке замикання та холостий хід.

Вплив охолоджувального середовища. У режимі короткого замикання застосування трансформаторної оливи дозволило суттєво знизити температуру активної частини до допустимого діапазону (67–91 °С), що підтверджує ефективність масляного охолодження порівняно з повітряним.

Температурні залежності. Дослідження показало, що максимальна температура трансформатора прямо пропорційно залежить від щільності теплових потоків і умов навантаження. Найвища температура (91 °С) спостерігалася при максимальних навантаженнях, тоді як у режимі холостого ходу вона становила лише 35 °С.

Практична значущість. Результати моделювання можуть бути використані для оптимізації конструкції трансформаторів, визначення ефективних методів охолодження та забезпечення надійної роботи енергетичного обладнання в умовах підземних підстанцій.

Таким чином, проведене дослідження підтверджує важливість застосування сучасних інструментів чисельного моделювання для аналізу теплових характеристик трансформаторів та їх адаптації до особливих умов експлуатації.

Список літератури

1. Temperature rise test and thermal-fluid coupling simulation of an oil-immersed autotransformer under DC bias / M. Li et al. *IEEE Access*. 2021. Vol. 9. P. 32835–32844. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2021.3060632>.
2. Bokes P. Models, simulations and the reality of temperature rise in oil-filled transformers. *Applied Physics of Condensed Matter (APCOM 2019)*: AIP Conference Proceedings 2131, Strbske Pleso, Slovak Republic, 19–21 July 2019. 2019. DOI: <https://doi.org/10.1063/1.5119455>.
3. Condition monitoring of in-service oil-filled transformers: case studies and experience / U. M. Rao et al. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2019. Vol. 35, no. 6. P. 33–42. DOI: <https://doi.org/10.1109/mei.2019.8878258>.

4. Данильченко Д. О., Потривай А. Е. Система динамічного прогнозування технічного стану обладнання Об'єднаної електроенергетичної системи. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2023. № 1 (6). С. 16–21. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2023.01.10>.
5. Experimental investigation on formation mechanism of jet fires in transformer oil filled equipment with external thermal load / R. Sun et al. *Combustion Science and Technology*. 2022. Vol. 196, no. 14. P. 1–25. DOI: <https://doi.org/10.1080/00102202.2022.2161302>.
6. Thermal diagnostics of oil-filled equipment under operating voltage / B. R. Kangozhin et al. *Physical Sciences and Technology*. 2019. Vol. 6, no. 3-4. P. 54–59. DOI: <https://doi.org/10.26577/phst-2019-2-p7>.
7. Моделювання електричного поля прохідного полімерного ізолятора в програмному середовищі Ansys Maxwell / С. Ю. Шевченко та ін. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2022. № 1 (4). С. 79–85. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.05>.
8. Computational fluid dynamics and thermal hydraulic modelling approaches for calculation of thermal performance of oil-filled distribution transformers with corrugated walls / C. Wang et al. *Transformer research and asset management*: Cigre SC A2 & 6th International Colloquium, Split, Croatia, 29 November – 2 December 2023.
9. Мешков Т. Д., Данильченко Д. О., Вольтер М. Дослідження теплового стану трансформатора в залежності від режиму роботи. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2024. № 1 (8). С. 73–77. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2024.01.12>.
10. Nonsinusoidal load current effect on the electrical and thermal operating parameters of oil filled power distribution transformers / E. Cazacu et al. *2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Ljubljana, Slovenia, 13–16 May 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/ichqp.2018.8378838>.
11. Seddik M. S., Shazly J., Eteiba M. B. Thermal analysis of power transformer using 2D and 3D finite element method. *Energies*. 2024. Vol. 17, no. 13. 3203. DOI: <https://doi.org/10.3390/en17133203>.

References

1. M. Li, Z. Wang, J. Zhang, Z. Ni, and R. Tan, "Temperature rise test and thermal-fluid coupling simulation of an oil-immersed autotransformer under DC bias", *IEEE Access*, vol. 9, pp. 32835–32844, 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2021.3060632>
2. P. Bokes, "Models, simulations and the reality of temperature rise in oil-filled transformers", in *Applied Physics of Condensed Matter (APCOM 2019)*, Strbske Pleso, Slovak Republic, Jul. 19–21, 2019. AIP Publ., 2019, doi: <https://doi.org/10.1063/1.5119455>
3. U. M. Rao, I. Fofana, A. Betie, M. L. Senoussaoui, M. Brahami, and E. Briosso, "Condition monitoring of in-service oil-filled transformers: Case studies and experience", *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 35, no. 6, pp. 33–42, Nov. 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/mei.2019.8878258>
4. D. Danylchenko and A. Potryvai, "System for dynamic prediction of the technical condition of the equipment of a combined electric power system", *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1 (6), pp. 16–21, Jul. 2023, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2023.01.10> (in Ukrainian)
5. R. Sun, P. Chen, L. Li, Y. Liu, and X. Zhai, "Experimental investigation on formation mechanism of jet fires in transformer oil filled equipment with external thermal load", *Combustion Science and Technology*, vol. 196, no. 14, pp. 1–25, Dec. 2022, doi: <https://doi.org/10.1080/00102202.2022.2161302>
6. B. R. Kangozhin, S. S. Dautov, M. S. Zharmagambetova, and M. A. Kosilov, "Thermal diagnostics of oil-filled equipment under operating voltage", *Physical Sciences and Technology*, vol. 6, no. 3-4, pp. 54–59, Dec. 2019, doi: <https://doi.org/10.26577/phst-2019-2-p7>
7. S. Yu. Shevchenko, D. O. Danylchenko, A. E. Potryvai, S. I. Dryvetsky, and V. M. Tsyupa, "Simulation of the electric field

- of a polymer bushing in the Ansys Maxwell software environment”, *Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1 (4), pp. 79–85, Jul. 2022. Accessed: Dec. 27, 2024, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.05> (in Ukrainian)
8. C. Wang, Q. Sun, A. Al-Abadi, and W. Wu, “Computational fluid dynamics and thermal hydraulic modelling approaches for calculation of thermal performance of oil-filled distribution transformers with corrugated walls”, in *Transformer Research and Asset Management*, Split, Croatia, Nov. 29–Dec. 2, 2023.
 9. T. Meshkov, D. Danylchenko, and M. Wolter, “Study of the thermal state of the transformer depending on the operating mode”, *Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1 (8), pp. 73–77, Jul. 2024, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2024.01.12> (in Ukrainian)
 10. E. Cazacu, M.-C. Petrescu, V. Ionita, and L. Petrescu, “Nonsinusoidal load current effect on the electrical and thermal operating parameters of oil filled power distribution transformers”, in *2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Ljubljana, Slovenia, May 13–16, 2018. IEEE, 2018, doi: <https://doi.org/10.1109/ichqp.2018.8378838>
 11. M. S. Seddik, J. Shazly, and M. B. Eteiba, “Thermal analysis of power transformer using 2D and 3D finite element method”, *Energies*, vol. 17, no. 13, Jun. 2024, Art. no. 3203, doi: <https://doi.org/10.3390/en17133203>

Надійшла (received) 16.12.2024

UDC 621.314.2

SERGIY SHEVCHENKO – Doctor of Technical Sciences, Full Professor, Head of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University “Kharkiv Polytechnic Institute”; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9658-7787>; e-mail: Sergii.Shevchenko@khpi.edu.ua.

DMYTRO DANYLCHENKO ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Professor of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University “Kharkiv Polytechnic Institute”; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7912-1849>; e-mail: Dmytro.Danylchenko@khpi.edu.ua.

ROMAN GANUS – PhD Student of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University “Kharkiv Polytechnic Institute”; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-2442-6087>; e-mail: mrgans.roma@gmail.com.

DEVELOPMENT OF THERMAL MODEL OF AN OIL-FILLED TRANSFORMER IN ANSYS ENVIRONMENT

The paper deals with modelling of thermal modes of an underground substation using the Ansys software environment. The main attention is paid to the oil-filled transformer TRDN-63000/110, for which a simplified geometric model was created in the Design Modeler module. The thermal processes were modelled in Ansys Steady-State Thermal using a triangular mesh and adjusting material parameters such as thermal conductivity and cooling medium properties. The study analysed the transformer's operating modes: short circuit, no-load, and transient states. In the short-circuit mode, the modelling results showed that when using transformer oil, the maximum temperature of the active part is reduced to the range of 67–91 °C, which is significantly lower than in the case of air cooling, when the temperature exceeded the permissible values (225 °C). In the no-load mode, the maximum temperature of the transformer was only 35 °C, which indicates the effectiveness of oil cooling even at minimal power loads. Particular attention is paid to the study of the dependence of the maximum temperature of the transformer core on the density of heat fluxes in different operating modes. It is shown that the maximum temperature is directly proportional to the load and heat flux density, and the highest heat transfer intensity is observed near the windings. The obtained results allow us to assess the efficiency of heat dissipation of the transformer and its impact on the heat balance of the substation premises. The modelling data can be used to improve the design of transformers, optimise cooling systems and ensure reliable operation of power equipment in underground substations. This study emphasises the importance of using modern numerical methods to analyse the thermal characteristics of transformers and adapt them to difficult operating conditions.

Keywords: thermal modelling; Ansys Steady-State Thermal; oil-filled transformer; underground substation; thermal conditions; transformer cooling.

ШМАТОВ АНТОН ОЛЕКСІЙОВИЧ ✉ – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3786-7834>; e-mail: shalex7573@gmail.com.

ОБҐРУНТУВАННЯ СХЕМИ ПЛАВЛЕННЯ ОЖЕЛЕДІ НА ПРОВОДАХ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

У статті розглядається актуальна проблема, пов'язана з утворенням ожеледно-паморозних відкладень на проводах повітряних ліній електропередачі, що викликає значні технічні труднощі у забезпеченні надійності електропостачання, особливо в умовах зимового періоду. Нагромадження льоду та паморозі на проводах призводить до збільшення ваги проводів, що може спричинити їх провисання, пошкодження ізоляторів, руйнування опор і, як наслідок, серйозні аварії на лініях електропередачі. Проаналізовано причини аварій в електричних мережах внаслідок ожеледно-паморозних відкладень та виявлено, що їх усунення дозволить знизити ймовірність пошкодження повітряних ліній електропередачі від дії ожеледних навантажень. Однак, існуючі методи боротьби з цією проблемою мають ряд недоліків, таких як висока вартість, низька ефективність у певних умовах, а також негативний вплив на навколишнє середовище. У статті представлено схему плавлення ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі методом трифазного короткого замикання при живленні від джерела живлення з глухозаземленою та ізолюваною нейтраллю. Дана схема дозволяє локально підвищити температуру проводів до рівня, який достатній для розтоплення льоду та паморозі, що знижує ризик аварійних ситуацій і забезпечує безперебійну роботу електричної мережі. У статті наведено теоретичні обґрунтування схеми для плавлення ожеледі струмами трифазного короткого замикання, які підтверджують її ефективність. Проведений аналіз показав, що запропонована схема є економічно доцільною, оскільки дозволяє знизити витрати на обслуговування та ремонт повітряних ліній електропередачі. Крім того, вона є екологічно безпечною, оскільки не передбачає використання хімічних речовин. Таким чином, запропонована схема плавлення ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі є перспективним рішенням для покращення надійності та безпеки електропостачання в умовах зимових погодних явищ. Її застосування може значно підвищити ефективність експлуатації електричних мереж, зменшити кількість аварій та покращити стабільність енергопостачання споживачів.

Ключові слова: електрична мережа; електропередача; ожеледно-паморозні відкладення; повітряна лінія; схема плавлення ожеледі.

Постановка проблеми. В Україні систематично проводяться обстеження пошкоджень повітряних ліній (ПЛ) електропередачі, які спричинені впливом ожеледно-паморозних відкладень (ОПВ). В деяких областях, особливо в Західній і Південній частинах України, відмічається збільшення пошкоджуваності ПЛ, що пояснюється великою інтенсивністю ожеледно-вітрових впливів в цих регіонах [1].

Із аналізу ситуацій утворення ОПВ на проводах ПЛ слідує, що значна частина проводів ПЛ схильна до локального утворення ожеледі. Тобто, на окремих ділянках з'являються критичні навантаження від ожеледі, а на інших ці навантаження менші або взагалі відсутні. Це пов'язано з тим, що Україна знаходиться в зоні помірно континентального та частково субтропічного клімату для якого характерні відносно теплі зими. Ці фактори і є сприятливими для відкладання ожеледі на ПЛ [1].

Слід звернути увагу на те, що в Україні у холодну половину року зустрічаються всі види заледеніння проводів ПЛ: ожеледь, паморозь, заледенілий мокрий сніг і найактивнішими місяцями цих заледенінь є період з кінця листопада до березня, що збігається з максимумом річного навантаження. Тому, не своєчасна ліквідація ожеледі на проводах ПЛ може призвести до серйозних наслідків як для самої електричної мережі (ЕМ), так і для споживачів.

Середній період повторюваності масових аварій, спричинених ОПВ, в ЕМ України складає 10 років [2]. Без електричної енергії на декілька діб залишаються цілі райони країни. Такі впливи на ПЛ мають випадковий характер, але одночасно охоплюють великі ділянки ЕМ іносять великий матеріальний збиток як

для розподільних компаній, так і для споживачів електричної енергії, що впливає на надійність електропостачання і є актуальними для електроенергетики України.

Існуючі підходи до вирішення проблеми. Незважаючи на великі зусилля енергетиків за багато років, аварії від ОПВ в ЕМ багатьох країн як і раніше викликають найбільш тяжкі наслідки.

Енергетики розглядають ОПВ на ПЛ як одну із найбільших проблем. Із таким же лихом зустрічається багато північних країн, а також Китай і Японія. Тому в усьому світі велика кількість компаній і організацій активно ведуть дослідження та розробки нових методів і пристроїв для боротьби з відкладенням ожеледі на проводах ПЛ

Методи боротьби з ОПВ на проводах ПЛ електропередачі та вибір схеми плавлення ожеледі полягають у недопущенні обмерзання, зниження розмірів та, безпосередньо, видалення ожеледних відкладень [3–6].

Найбільш поширеними в світі наразі способами боротьби можна назвати Технологію Variable Resistance Cable (VRC) De-Icing System, застосування мобільних установок плавлення ожеледі (УПОМ) та електротермічні методи.

Електротермічні методи полягають у нагріві проводів ПЛ електричним струмом для попередження утворення ОПВ або їх плавки. Плавлення ОПВ на проводах ПЛ здійснюється за умови існування ОПВ шляхом штучного підвищення струму в ЕМ до такої величини, при якій теплоти, що виділяється в проводах, достатньо для розплавлення ожеледі [4].

© А. О. Шматов, 2024



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автор заявив про відсутність конфлікту

Технологія VRC De-Icing System базується на застосуванні кабелю зі змінним опором [5]. Дана система представляє незначні модифікації кабелю і зроблені з готових компонентів електронні пристрої, що дозволяють шляхом перемикання змінювати електричний опір ПЛ з низького на високий. Високий опір автоматично викликає нагрів, завдяки якому відбувається плавлення утвореного ОПВ, або, насамперед, запобігає наростанню ОПВ на проводах.

Застосування УПОМ призначено для локальної плавки ОПВ на проводах ПЛ (рис. 1) [6].

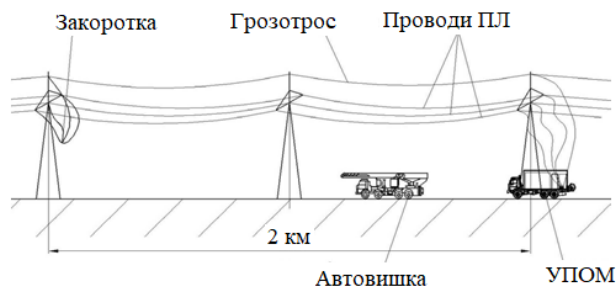


Рисунок 1 – Схема застосування УПОМ

Також на практиці застосовують різні методи механічного визначення ожеледі для вчасного вжиття заходів боротьби з нею. Найбільш об'єктивним методом вимірювання ожеледного навантаження на проводах ПЛ є вимірювання ваги одного або декількох прольотів проводів ПЛ [6].

Величина натягу проводу для ПЛ визначається навантаженнями від ожеледі і вітру за допомогою датчиків – сигналізаторів [7]. Оскільки інформація, що отримується від цих сигналізаторів використовується для управління плавкою ожеледі, тому необхідно знати величину навантаження від ожеледі. Також доцільно враховувати перспективу використання сигналізаторів ожеледі як елемента автоматизованої системи плавки ожеледі і тому віддати перевагу датчикам, які вимірюють вагу проводу з ожеледдю.

Слід відзначити, що проаналізовані вище засоби та технології прогнозування і запобігання ОПВ на проводах ПЛ вимагають витрат енергії і є актуальним тільки для відповідного регіону ЕМ.

Мета статті. Проаналізувати причини аварій в електричних мережах внаслідок ожеледно-паморозних відкладень і обґрунтувати вибір схеми плавлення ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі для зменшення ймовірності пошкодження електромережевого об'єкту від дії ожеледних навантажень та покращення надійності електропостачання.

Аналіз причин аварій в електричних мережах внаслідок ОПВ. Навантаження ОПВ на проводах ПЛ призводять до аварійних ситуацій в ЕМ, в результаті яких виникають такі пошкодження як обриви та перегорання проводів, руйнування опор тощо.

Обриви проводів обумовлені великими навантаженнями від ожеледі і за умови незначної швидкості вітру призводить до руйнування проміжних

опор. А у разі перевищення рівня ОПВ понад нормативного можливе масове руйнування опор.

Слід зазначити, що з початком утворення ожеледі швидкість вітру є незначною. Але у разі значного посилення вітру під час утворення ожеледі чи після її відкладання на проводах виникають більш важкі ожеледно-вітрові аварії, за яких може відбуватися падіння проміжних опор всередині анкерного прогону майже перпендикулярно до осі ПЛ.

Під час експлуатації ПЛ трапляються аварії, які викликані незначними ОПВ на проводах ПЛ. Але ці проводи раніше піддавалися впливам галоупування або значної вібрації, що призвело до послаблення місця кріплення проводів до ізоляторів або пошкоджувалися окремі повиви проводу і, як наслідок, обрив проводів через незначну вагу ОПВ.

До основних причин аварій на ПЛ внаслідок ОПВ можна віднести такі [8]:

- відсутність встановлених засобів захисту проводів і грозозахисних тросів ПЛ від дії ОПВ або неоптимальне їх використання внаслідок відсутності систем моніторингу ОПВ на ПЛ;
- надрозрахункові навантаження. Кліматичний вплив на конструкцію ПЛ носить випадковий характер, а отже будь-яке нормативне значення навантаження буде перевищене з певним ступенем ймовірності.
- у більшості ПЛ закінчився розрахунковий строк експлуатації і відсутні достатні засоби на їх реконструкцію;
- помилки при проектуванні. Причиною цього є недосконалість нормативних матеріалів, наявність помилок у розрахунках як для окремих елементів ПЛ, так і для ліній в цілому;
- низька якість будівництва і монтажу, відхилення від проектів, порушення технологій монтажу;
- дефекти елементів ПЛ, що були допущені при виготовленні, а також низька якість експлуатації ПЛ.

Усунення вищенаведених причин дозволить знизити ймовірність пошкодження ПЛ від дії ОПВ.

Для цієї мети застосовують цілий комплекс заходів щодо попередження і ліквідації ожеледних аварій, який включає в себе оперативні, перспективні, технічні та організаційні заходи, з різним ступенем вкладень [9].

Вибір і обґрунтування схеми плавлення ожеледі. Ефективність схем плавлення ожеледі на проводах ПЛ першочергово залежить від її гнучкості та надійності конструкції всіх її елементів, а також від правильної постановки спостережень та інформації про наявність ожеледі.

Під час вибору схеми плавлення ожеледі на проводах ПЛ перевіряють всі елементи ланцюга електропередачі: роз'єднувачі, трансформатори струму, загорювачі і т. д.

Принципальна схема плавлення ожеледі на проводах ПЛ змінним струмом включає в себе:

- схему джерела живлення установки плавлення ожеледі (УПО), яка складається з комутаційної апаратури для збору схеми плавлення, вимірювальних трансформаторів, пристроїв контролю, керування релейного захисту і діагностики УПО з лінією, що обігривається;

- схему з'єднання фазних проводів ПЛ електропередавання при плавленні [10].

Місцем установки УПО є, як правило, підстанція від якої передбачається почергове плавлення ожеледі на лініях, які відходять з цієї підстанції.

Якщо УПО встановлюється на електричній станції, то для здійснення плавлення ожеледі можуть використовуватись різні сфо-режисні заходи, наприклад, почергове плавлення ожеледі на ПЛ, що відходять від шин станції, при збереженні паралельної роботи генераторів з системою або виділення частини генераторів спеціально для плавлення ожеледі.

Для плавлення ожеледі часто використовується обхідна система шин, до якої по черзі підключаються лінії для обігріву. При відсутності обхідної системи шин доцільно її виконання, оскільки наявність таких шин істотно спрощує збирання схеми плавлення ожеледі, скорочує загальну тривалість режиму плавлення. Подача напруги від джерела живлення на обхідні шини зазвичай проводиться через шафу плавлення. Шафа плавлення повинна мати посилену конструкцію, вибрану за найбільшим струмом плавлення, необхідний захист, схему керування вимикачами і пофазний контроль струму [11].

В залежності від схеми джерела живлення і схеми з'єднання проводів ПЛ плавлення ожеледі на фазних проводах змінним струмом може здійснюватися за такими способами:

- короткого замикання, коли лінію замикають з одного кінця, а з іншого до неї підключають джерело живлення, потужність якого достатня, щоб забезпечити протікання потрібного струму плавлення;
- зустрічного вмикання фаз, при якому фазні проводи на протилежних кінцях ПЛ підключаються до різних по величині або/та по фазі напруг джерел живлення;
- перерозподілу навантажень в електричній мережі шляхом спеціальних сфо-режисних заходів з метою підвищення струмового навантаження ПЛ, проводи якої підлягають обігріву, до необхідної величини;
- накладання струмів, коли за допомогою спеціального обладнання, на робочий струм накладається додатковий струм [12].

У практиці експлуатації ПЛ найбільш поширене плавлення ожеледі струмами трифазного короткого замикання. Тому, що за такого підходу електричні схеми прості у виконанні та розрахунку.

Плавлення ожеледі методом короткого замикання має різні схемні варіанти виконання, які відрізняються видом штучного короткого замикання.

Одним із самих поширених є метод трифазного короткого замикання (рис. 2).

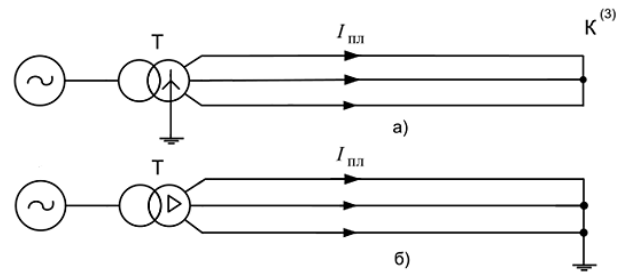


Рисунок 2 – Схеми плавлення ожеледі методом трифазного короткого замикання при живленні від джерела живлення з глухозаземленою (а) і з ізольованою (б) нейтраллю

Метод плавлення ожеледі зустрічним вмиканням фаз показаний на рис. 3.

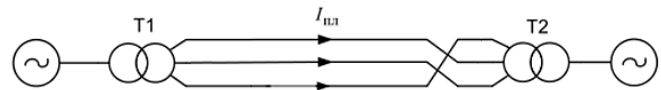


Рисунок 3 – Схеми плавлення ожеледі методом зустрічного вмикання фаз

Метод накладання струмів (рис. 3) здійснюється накладанням додаткових струмів на робочий струм. Для здійснення даного методу в контур вмикають джерело електрорушійної сили величина фаза якого підбирається таким чином, щоб збільшити струм до необхідного значення (рис. 4).

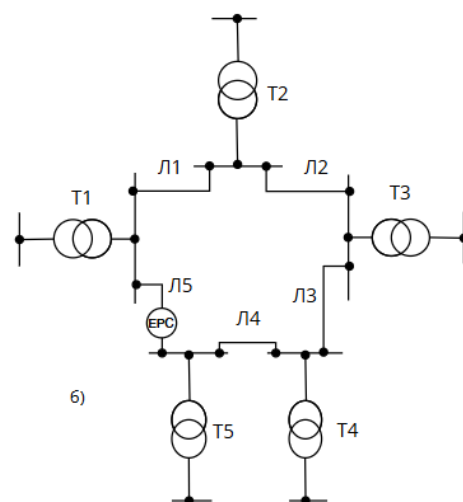
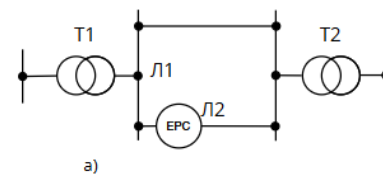


Рисунок 4 – Схеми плавлення ожеледі методом включення джерела електрорушійної сили у контур:
а – при паралельних лініях; б – при кільцевій мережі

При цьому (рис. 4) застосовують вольтододаткові трансформатори, які регулюють величину повздовжньої і поперечної електрорушійної сили, в

результаті чого забезпечується оптимальний режим плавлення [13].

Під час вибору схеми плавлення ожеледі потрібно щоб схеми були простими і надійними, оскільки необхідно забезпечити швидке збирання схеми, а після плавлення ожеледі – відновлення нормального режиму роботи мережі. Для виконання цих вимог повинні бути змонтовані спеціальні перемикачі і встановлені додаткові вимикачі і роз'єднувачі. Також схема плавлення повинна лише в мінімальному ступені порушувати режим роботи мережі і знижувати якість електроенергії, що подається споживачу.

Доцільно для плавлення ожеледі застосувати повторно короткочасне включення струмів трифазного короткого замикання. Такий підхід, за наявних джерел напруги, розширює діапазон струмів плавлення і скорочує час плавлення. Також, у поєднанні зі схемами трифазного короткого замикання при повторно короткочасному включенні зберігаються переваги останнього і значно простіше здійснюється необхідний режим плавлення ожеледі. Слід зауважити, що час роботи повторно короткочасного циклу можна автоматизувати.

Висновок. За результатами аналізу причини аварій в електричних мережах внаслідок ОПВ виявлено, що їх усунення дозволить знизити ймовірність пошкодження ПЛ електропередачі від дії ожеледних навантажень.

Обґрунтовано вибір схеми плавлення ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі і встановлено, що електричні схеми для плавлення ожеледі струмами трифазного короткого замикання прості у виконанні та розрахунку, що забезпечує швидке збирання схеми, а після плавлення ожеледі – відновлення нормального режиму роботи мережі.

Список літератури

1. Іноземцев Г. Б., Крижанівський В. С. Проблема боротьби з ожеледдю на лініях електропередачі. *Науковий вісник НУБіП. Серія: Техніка та енергетика АПК*. 2012. № 166 (4). С. 12–16.
2. Єрмак Д. А., Савченко О. А. Аналіз сучасних технологій моніторингу утворення ожеледі на повітряних лініях електропередавання. *Електроенергетика, електромеханіка та технології в АПК*: матеріали Міжнародної науково-практичної конференції, м. Харків, Україна, 9 листоп. 2023 р. С. 11–12.
3. Муслієнов А. Р., Жарікова А. О. Плавка ожеледиці на проводах ЛЕП. *IX Всеукраїнська науково-технічна конференція здобувачів вищої освіти ТДАТУ імені Дмитра Моторного*: зб. тез, м. Мелітополь, Україна, 10–25 листоп. 2021 р. С. 20–21.
4. Transmission line ice coating prediction model based on EEMD feature extraction / H. Li et al. *IEEE Access*. 2019. Vol. 7. P. 40695–40706. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2019.2907635>.
5. Dynamic simulation of power systems considering transmission lines icing and insulators flashover in extreme weather / L. Chen et al. *IEEE Access*. 2022. Vol. 10. P. 39656–39664. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2022.3166483>.
6. Омеляненко Г. В., Черкашина В. В., Шматов А. О. Дослідження зарубіжного досвіду боротьби з ожеледно-паморозевими відкладеннями на проводах повітряних ліній електропередачі. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2023. № 1 (6). С. 45–50. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2023.01.03>.
7. Електричні мережі з відновлювальними джерелами енергії: навчальний посібник / Л. Н. Добровольська та ін. Луцьк: РВВ Луцького НТУ, 2016. 352 с.

8. Šabata J., Lehký P., Zeman L., Vaculík P. Automated Icing Monitoring System on the territory of the Czech and Slovak Republic. *16th International Workshop on Atmospheric Icing of Structures (IWAIS 2015)*: Proceedings, Uppsala, Sweden, 28 June – 3 July 2015. P. 245–248. URL: https://windren.se/IWAIS_p/IWAIS2015/IWAIS2015_pa/70_09_04_Paper_Sabata_Automated_Icing_Monitoring_System_on_the_territory_of_the_Czech_and_Slovak_Republic.pdf.
9. Petrenko V. F., Sullivan C. R., Kozlyuk V. Variable-resistance conductors (VRC) for power-line de-icing. *Cold Regions Science and Technology*. 2011. Vol. 65, no. 1. P. 23–28. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.coldregions.2010.06.003>.
10. Trudel G., Gingras J. P., Pierre J. R. Designing a reliable power system: Hydro-Quebec's integrated approach. *Proceedings of the IEEE*. 2005. Vol. 93, no. 5. P. 907–917. DOI: <https://doi.org/10.1109/jproc.2005.846332>.
11. Antonini C., Innocenti M., Horn T., Marengo M., Amirfazli A. Understanding the effect of superhydrophobic coatings on energy reduction in anti-icing systems. *Cold Regions Science and Technology*. 2011. Vol. 67, no. 1-2. P. 58–67. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.coldregions.2011.02.006>.
12. Чебанов А. Б. Обґрунтування способу плавки ожеледиці повітряної лінії за допомогою генератора зондуючих імпульсів. *Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету*. 2018. Вип. 8, № 2. DOI: <https://doi.org/10.31388/2220-8674-2018-2-34>.
13. Chen L., Zhang H., Wu Q., Terzija V. A numerical approach for hybrid simulation of power system dynamics considering extreme icing events. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2018. Vol. 9, no. 5. P. 5038–5046. DOI: <https://doi.org/10.1109/tsg.2017.2679109>.

References

1. H. B. Inozemtsev and V. S. Kryzhanivskiy, “Problema borotby z ozhelediu na liniakh elektropredachi [The problem of ice control on power lines]”, *Naukovyi visnyk NUBiP. Seriya: Tekhnika ta enerhetyka APK*, no. 166 (4), pp. 12–16, 2012. (in Ukrainian)
2. D. A. Yermak and O. A. Savchenko, “Analiz suchasnykh tekhnolohii monitorynhu utvorennia ozheledi na povitrianykh liniakh elektropredavannia [Analysis of modern technologies for monitoring ice formation on overhead power lines]”, in *Electrical Energy, Electromechanics and Technologies in Agricultural Industrial Complex*, Kharkiv, Ukraine, Nov. 9, 2023. State Biotechnological University, pp. 11–12. (in Ukrainian)
3. A. R. Musledinov and A. O. Zharikova, “Plavka ozheledytsi na provodakh LEP [Melting ice on power line wires]”, in *IX Vseukrainska Naukovo-Tekhnichna Konferentsiia Zdobuvachiv Vyshchoi Osvity Tdatu Imeni Dmytra Motornoho [IX All-Ukrainian Scientific and Technical Conference of Higher Education Applicants of the Dmytro Motornyi Tavria State Agrotechnological University]*, Melitopol, Ukraine, Nov. 10–25, 2021. pp. 20–21. (in Ukrainian)
4. H. Li et al., “Transmission line ice coating prediction model based on EEMD feature extraction,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 40695–40706, 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2019.2907635>
5. L. Chen, X. Shi, B. Peng, and J. Sun, “Dynamic simulation of power systems considering transmission lines icing and insulators flashover in extreme weather,” *IEEE Access*, vol. 10, pp. 39656–39664, 2022, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2022.3166483>
6. H. V. Omelianenko, V. V. Cherkashyna, and A. Smatov, “Study of foreign experience in dealing with ice and frost deposits on the wires of overhead power lines”, *Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1 (6), pp. 45–50, Jul. 2023, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2023.01.03> (in Ukrainian)
7. L. N. Dobrovolska, V. I. Volynets, D. S. Sobchuk, and V. V. Cherkashyna, *Elektrychni merezhi z vidnovliuvalnyimi dzhерелами enerhii [Power grids with renewable energy sources]*. Lutsk: RVV Lutsk NTU, 2016. (in Ukrainian)
8. J. Šabata, P. Lehký, L. Zeman, and P. Vaculík, “Automated Icing Monitoring System on the territory of the Czech and Slovak Republic,” in *16th International Workshop on Atmospheric Icing of Structures (IWAIS 2015)*, Uppsala, Sweden, Jun. 28–Jul. 3, 2015. pp. 245–248. [Online]. Available: https://windren.se/IWAIS_p/IWAIS2015/IWAIS2015_pa/70_09_04_Paper_Sabata_Automated_Icing_Monitoring_System_on_the_territory_of_the_Czech_and_Slovak_Republic.pdf.

9. V. F. Petrenko, C. R. Sullivan, and V. Kozlyuk, "Variable-resistance conductors (VRC) for power-line de-icing," *Cold Regions Science and Technology*, vol. 65, no. 1, pp. 23–28, Jan. 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.coldregions.2010.06.003>
10. G. Trudel, J. P. Gingras, and J. R. Pierre, "Designing a reliable power system: Hydro-Quebec's integrated approach," *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 5, pp. 907–917, May 2005, doi: <https://doi.org/10.1109/jproc.2005.846332>
11. G. Trudel, J. P. Gingras, and J. R. Pierre, "Designing a reliable power system: Hydro-Quebec's integrated approach," *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 5, pp. 907–917, May 2005, doi: <https://doi.org/10.1109/jproc.2005.846332>
12. A. Chebanov, "Justification of the mode of fusion of ice overhead lines by means of the generator of probing pulses," *Scientific Bulletin of the Tavria Agrotechnological State University*, vol. 8, no. 2, 2018, doi: <https://doi.org/10.31388/2220-8674-2018-2-34>. (in Ukrainian)
13. L. Chen, H. Zhang, Q. Wu, and V. Terzija, "A numerical approach for hybrid simulation of power system dynamics considering extreme icing events," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 5038–5046, Sep. 2018, doi: <https://doi.org/10.1109/tsg.2017.2679109>

Надійшла (received) 06.11.2024

UDC 621.315.1

ANTON SHMATOV ✉ – PhD Student of the Department of Electric Power Transmission, National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"; Kharkiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3786-7834>; e-mail: shalex7573@gmail.com.

JUSTIFICATION OF THE SCHEME OF MELTING ICE ON THE WIRES OF OVERHEAD POWER LINES

The article discusses an urgent problem related to the formation of ice and frost deposits on the wires of overhead power lines, which causes significant technical difficulties in ensuring the reliability of power supply, especially in winter. The accumulation of ice and frost on the wires leads to an increase in the weight of the wires, which can cause them to sag, damage insulators, destroy poles, and, as a result, serious accidents on power lines. The causes of accidents in power grids due to ice and frost deposits are analyzed and it is found that their elimination will reduce the probability of damage to overhead power lines from the action of ice loads. However, existing methods of dealing with this problem have a number of disadvantages, such as high cost, low efficiency in certain conditions, and negative environmental impact. The article presents a scheme for melting ice on the wires of overhead power lines by the method of a three-phase short circuit when powered by a power source with a solidly grounded and isolated neutral. This scheme makes it possible to locally increase the temperature of wires to a level sufficient to melt ice and frost, which reduces the risk of emergencies and ensures the uninterrupted operation of the electrical grid. The article provides theoretical justifications for the scheme for melting ice with three-phase short-circuit currents, which confirm its effectiveness. The analysis has shown that the proposed scheme is economically feasible, as it reduces the cost of maintenance and repair of overhead power lines. In addition, it is environmentally friendly, as it does not involve the use of chemicals. Thus, the proposed scheme for melting ice on the wires of overhead power lines is a promising solution for improving the reliability and safety of power supply in winter weather conditions. Its application can significantly increase the efficiency of power grid operation, reduce the number of accidents, and improve the stability of power supply to consumers.

Keywords: power grid; power transmission; ice and frost deposits; overhead line; ice melting scheme.

ЗМІСТ

БАКЛИЦЬКИЙ В. М. Дослідження питання покращення енергоефективності процесу трансформації електричної енергії в українських електричних мережах	3
ГРЕЧКО О. М. Геніальний інженер і винахідник Гуго Штотц. До 100-річчя винаходу автоматичного відмикача.....	9
ЗАГАЙНОВА О. А., СЕРДЮКОВА Г. М. Дослідження усталених режимів електричної мережі 110 кВ та мінімізація втрат активної потужності	19
ЛЮБАРСЬКИЙ Б. Г., КРИВОШЕЄВ С. Ю., ЄРЕСЬКО О. В., ГАЛИЦЯ В. І., ПОЛЯКОВ І. В., ЛЮБАРСЬКИЙ Д. Б. Визначення зусиль у енергоефективній системі електромагнітного утримання заряду.....	25
НИКОНОВ М. С., ШЕВЧЕНКО С. Ю. Аналіз видів пробою полімерної ізоляції	31
НОЗДРЕНКОВ В. С., ДЯГОВЧЕНКО І. М., ПЕТРОВСЬКИЙ М. В. Методологія аналізу впливу електромобілів на розподільчу мережу: теоретичний підхід	36
НОЗДРЕНКОВ В. С., ПАВЛОВ А. В., ОЛЕКСІЄНКО Г. А., ЖУРАВЛЬОВ О. Ю., ЖУРАВЛЬОВ Ю. О. Прогнозоване управління системою опалення з використанням IoT та предиктивної аналітики	47
ОКСЕНИЧ Р. В., МИРОШНИК О. О., МОРОЗ О. М., ПАЗІЙ В. Г. Порівняльний аналіз накопичувачів енергії різних типів – літій-залізо-фосфатних (LiFePO ₄) та натрій-іонних (Na-Ion)	57
ПЕЛЄВІН Д. Є. Розрахунок магнітного поля низьковольтного струмопроводу вбудованої трансформаторної підстанції.....	63
ХОМЕНКО І. В., ШКРЕБЕЛА А. В., ОРЛОВ В. С. Оптимізація режиму розподільчої мережі по напрузі в сучасних умовах	72
ШЕВЧЕНКО С. Ю., ДАНИЛЬЧЕНКО Д. О., ГАНУС Р. О. Розробка теплової моделі маслонаповненого трансформатора в середовищі Ansys	77
ШМАТОВ А. О. Обґрунтування схеми плавлення ожеледі на проводах повітряних ліній електропередачі	84

CONTENT

BAKLYTSKYI V. The relevance of the issue of increasing the energy efficiency of the electricity conversion process in the current conditions of operation of the electricity distribution networks of Ukraine.....	3
GRECHKO O. Genius engineer and inventor Hugo Stotz. To the 100th anniversary of the miniature circuit breaker	9
ZAHAINOVA O., SERDIUKOVA H. Research on steady-state conditions of a 110 kV electrical network and minimization of active power losses	19
LIUBARSKYI B., KRYVOSHEIEV S., ERESKO O., GALITSA V., POLIAKOVI., LIUBARSKYI D. Determination of effort in an energy-efficient system of electromagnetic charge holding	25
NIKONOV M., SHEVCHENKO S. Polymer insulation breakdown types analysis	31
NOZDRENKOV V., DIAHOVCHENKO I., PETROVSKYI M. Methodology for analyzing the impact of electric vehicles on distribution networks: a theoretical approach	36
NOZDRENKOV V., PAVLOVA., OLEKSIYENKO G., ZHURAVLOV O., ZHURAVLOV Yu. Predictive control of heating systems using IoT and predictive analytics	47
OKSENYCH R., MIROSHNYK O., MOROZ O., PAZII V. Comparative analysis of lithium iron phosphate (LiFePO ₄) and sodium ion (Na-Ion) energy storage cells	57
PELEVIN D. Calculation of the magnetic field of a low-voltage busbars of a built-in transformer substation.....	63
KHOMENKO I., SHKREBELA A., ORLOV V. Optimization of distribution network mode by voltage under modern conditions.....	72
SHEVCHENKO S., DANYLCHENKO D., HANUS R. Development of thermal model of an oil-filled transformer in Ansys environment	77
SHMATOV A. Justification of the scheme of melting ice on the wires of overhead power lines	84