

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.

МЕТОД ОПТИМАЛЬНОГО ЗАРЯДЖАННЯ ЕЛЕКТРОМОБІЛІВ З УРАХУВАННЯМ ВПЛИВУ НА РОЗПОДІЛЬЧІ МЕРЕЖІ, ТРАНСФОРМАТОРИ ТА ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Зростання популярності електромобілів та їх широке впровадження у повсякденне життя створює низку технічних та експлуатаційних викликів для електричних розподільчих мереж, особливо для їх критичних компонентів, таких як розподільчі трансформатори. Високі пікові навантаження, спричинені неконтрольованим процесом заряджання електромобілів, можуть призводити до перевантаження та зниження терміну служби обладнання, що в результаті збільшує витрати на утримання та модернізацію інфраструктури. В даній статті розглянуто та запропоновано практично орієнтований метод оптимального заряджання електромобілів, який базується на комплексному підході із використанням нечіткої логіки. Цей підхід дозволяє детально оцінити вплив зарядних процесів на розподільчі мережі, включаючи аналіз гармонічних спотворень напруги, температурних умов експлуатації та змінного рівня навантаження на трансформатори. У дослідженні розглядаються різні сценарії заряджання: заряджання на вимогу, заряджання у непіковий період та комбінований режим із застосуванням технології двонаправленого обміну енергією між електромобілем та домоюкою. За результатами аналізу показано, що оптимізація графіків заряджання суттєво знижує ризик перевантаження мереж та трансформаторів, зменшує швидкість їх старіння, забезпечує більш високу якість електроенергії та дозволяє уникнути або значно скоротити фінансові витрати на модернізацію електроенергетичної інфраструктури. Запропонований метод враховує локальні умови експлуатації, що дозволяє ефективно впроваджувати його в реальні системи розподілу електроенергії, адаптуючи до індивідуальних потреб користувачів та особливостей мереж.

Ключові слова: електромобіль, оптимальне заряджання, розподільчі мережі, трансформатор, нечітка логіка, пікове навантаження, якість електроенергії, двонаправлений обмін електроенергії.

Вступ. У зв'язку зі стрімким загостренням глобальних екологічних викликів, зокрема змінами клімату, виснаженням природних ресурсів та погіршенням якості навколишнього середовища, електромобільний транспорт став одним із ключових напрямів сталого розвитку. Урядові організації та міжнародні інституції активно підтримують поширення електромобілів (ЕМ) як ефективного засобу зменшення викидів парникових газів та зниження залежності від традиційних викопних енергоносіїв [1].

За інформацією агентства Reuters, у 2024 році світові продажі повністю електричних та гібридних автомобілів з можливістю підзарядки зросли на 25 % і сягнули рекордних 17 мільйонів одиниць [2]. Лідером цього сегменту залишається Китай, де річний обсяг продажів становив близько 11 млн автомобілів, зокрема, лише в грудні продажі збільшились на 36,5 %, досягнувши 1,3 мільйона одиниць. В Європі спостерігалася стабілізація ринку після зменшення субсидування у Німеччині, а у США та Канаді попит продовжував зростати, незважаючи на складну економічну ситуацію та проблеми з ланцюгами постачання матеріалів для акумуляторів [2, 3].

Водночас широкомасштабне впровадження електромобілів супроводжується низкою нових технічних викликів для систем розподілу електроенергії. Особливу увагу привертає суттєве збільшення навантажень, через активне застосування зарядних

пристроїв із потужністю від 3 до 22 кВт, що значно перевищує типові показники побутового електроспоживання [1, 4]. Відсутність належного керування процесами заряджання може призводити до перевантажень мереж, аварійних ситуацій на трансформаторних підстанціях, погіршення якості електроенергії та суттєвого зменшення терміну служби обладнання [1, 4]. Це, у свою чергу, збільшує фінансові витрати на утримання та модернізацію мережевої інфраструктури, створюючи додаткові перешкоди для масового поширення електромобільного транспорту [4].

Таким чином, існує нагальна необхідність у розробці та впровадженні ефективних рішень щодо оптимізації заряджання електромобілів у розподільчих мережах. Метою даної статті є аналіз та обґрунтування методу оптимального керування процесами заряджання електромобілів, що дозволяє мінімізувати негативний вплив на електричні мережі й трансформаторні підстанції, знизити пікові навантаження, оптимізувати графіки споживання електроенергії та врахувати технічні обмеження інфраструктури й потреби кінцевих споживачів.

Представлене дослідження базується на попередньо розробленій авторами моделі оцінювання старіння розподільчих трансформаторів за допомогою нечіткої логіки [4]. На основі цих теоретичних засад було сформовано практичні рекомендації, алгоритми та методичні підходи для оптимального керування процесами заряджання електромобілів. Запропоновані

© В. С. Ноздренков, І. М. Дяговченко, М. В. Петровський, 2025



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

рішення дозволяють не лише знизити навантаження на мережу, але й підвищити ефективність та надійність її роботи, підтримуючи таким чином сталий розвиток електромобільного транспорту.

Огляд літератури. Останні наукові дослідження підтверджують зростання уваги до різноманітних аспектів взаємодії ЕМ із системами розподілу електроенергії. Особливий акцент ставиться на аналізі впливу різних схем та режимів заряджання на працездатність та надійність окремих компонентів електричних мереж, зокрема трансформаторів та ліній електропередач. Наприклад, у роботі [5] досліджено основні наслідки інтеграції великої кількості електромобілів у розподільчі мережі, зокрема розглядаються питання якості електроенергії та втрат у мережі. Автори у [6] провели системне оцінювання ефективності застосування електромобілів для скорочення викидів CO₂, враховуючи особливості регіональної структури генерації електроенергії.

Важливим фактором, що ускладнює інтеграцію електромобілів до електричних мереж, є спотворення форми струму та напруги через вплив вищих гармонік, що було проаналізовано за допомогою ймовірнісного моделювання в роботі [7]. Вплив швидкісних зарядних станцій на якість електроенергії та їх роль у деградації мережевих елементів докладно вивчали автори статей [8, 9], де було також запропоновано ефективні стратегії мінімізації негативних наслідків для трансформаторів та мереж. У свою чергу, автори дослідження [10] застосували стохастичні моделі для оцінки теплового старіння трансформаторів під впливом навантажень, що виникають у результаті заряджання електромобілів, і наголосили на важливості координованого планування цього процесу. Аналогічні результати отримані в роботі [11], де акцентується увага на кількісному аналізі скорочення терміну служби трансформаторів за різних умов навантаження та різних режимів заряджання електромобілів.

Для зменшення негативних впливів масового заряджання електромобілів на електромережі автори пропонують різноманітні технічні та управлінські рішення. Зокрема, для ефективного управління термінами служби та станом трансформаторів було розроблено низку моделей, що враховують генерацію з відновлюваних джерел, накопичувачі енергії, конденсаторні установки та системи активної компенсації реактивної потужності [4, 12]. Автори роботи [12] зазначають, що модернізація енергомережі, хоча і є ефективним інструментом, має високу вартість, тому її доцільність є обмеженою.

У новіших дослідженнях пропонується використовувати інтелектуальні алгоритми для балансування навантажень і управління процесами заряджання та розряджання акумуляторів електромобілів. Автори роботи [13] запропонували модель на основі машинного навчання для прогнозування пікових навантажень і оптимального планування процесів заряджання з урахуванням економічних і технічних критеріїв. Дослідження [14] розглядає вплив швидких зарядних станцій на експлуатаційний ресурс трансформаторів,

використовуючи стохастичні моделі для прогнозування втрат життєвого циклу обладнання.

Ще одним цікавим напрямком є використання методів штучного інтелекту для оптимізації графіків заряджання: так, у роботах [15, 16] розглянуто методи керування зарядкою електромобілів для зменшення навантаження та підвищення стабільності мережі, а в [17] – використання нейронних мереж із довгою короткочасною пам'яттю для високоточного прогнозування навантаження та цін на електроенергію.

Також дедалі більшої популярності набуває концепція двонаправленого обміну енергією – Vehicle-to-Grid (V2G) та Vehicle-to-Home (V2H), – завдяки якій електромобілі можуть бути інтегровані в енергосистему не лише як споживачі, а і як гнучкі накопичувачі енергії, здатні підтримувати баланс потужності та стабільність напруги в розподільчих мережах [18].

Окремі методи оптимізації режимів заряджання ЕМ для вирівнювання графіка навантаження та підтримання напруги в заданих межах представлені в роботах [19, 20]. При цьому автори акцентують увагу на економічній ефективності та зменшенні потреби в дорогих модернізаціях інфраструктури. У дослідженні [21] наведено аналіз економічної ефективності різних схем заряджання та розряджання електромобілів на паркувальних зонах, розглядаючи не тільки витрати, а й вплив цих процесів на якість електроенергії та втрати в електромережах.

Незважаючи на значну кількість досліджень, у багатьох запропонованих підходах все ще не враховуються специфічні умови локальних розподільчих мереж, кліматичні та експлуатаційні особливості регіонів, а також відсутні чіткі практичні рекомендації щодо застосування запропонованих алгоритмів у конкретних умовах роботи розподільчих трансформаторів. Саме тому в даній роботі ставиться завдання запропонувати практичні рішення з урахуванням реальних умов експлуатації українських розподільчих мереж та особливостей локальних навантажень з боку електромобілів.

Мета статті. Враховуючи зростаюче поширення ЕМ та існуючі обмеження сучасних методів керування їх заряджанням, метою цього дослідження є розробка практично орієнтованого методу оптимального заряджання електромобілів для розподільчих мереж. Запропонований метод інтегрує аналіз впливу зарядних пристроїв ЕМ на параметри розподільчих мереж, термін служби трансформаторів та якість електроенергії з метою мінімізації негативних наслідків, пов'язаних з піковими навантаженнями, перевантаженнями та гармонічними спотвореннями.

На відміну від попередньої роботи авторів [4], яка була зосереджена на теоретичних аспектах та оцінюванні впливу заряджання ЕМ на трансформаторні підстанції, у цьому дослідженні головна увага приділяється розробці практичних рекомендацій, алгоритмів адаптивного керування та методичних підходів для реального впровадження у низьковольтні розподільчі мережі. Особливістю розробленого методу є врахування індивідуальних

вимог користувачів електромобілів, прогнозування графіків електричного навантаження та застосування стратегій інтелектуального керування енергоспоживанням.

1. Методичний підхід та опис запропонованої моделі. Адаптація діагностичних моделей для аналізу електроенергетичних систем передбачає проведення серії початкових вимірювань, спрямованих на уточнення параметрів моделі відповідно до конкретних умов експлуатації. Враховуючи значну невизначеність та неповноту початкових даних, особливо щодо режимів навантаження та перегріву обладнання, було обрано підхід на основі нечіткої логіки. Використання цього підходу дозволяє враховувати невизначеність експлуатаційних параметрів, які суттєво впливають на оцінку стану трансформаторів та мереж загалом. У даній роботі застосування нечіткої логіки є оптимальним інструментом для аналізу впливу

процесів заряджання та розряджання електромобілів на пікові навантаження у мережах, що розглядається на прикладі трьох практичних сценаріїв.

1.1 Розробка алгоритму та опис моделі. На блок-схемі, представлений на рис. 1, наведено алгоритм розробленого методу на основі нечіткої логіки для оцінювання рівня навантаження трансформатора. На основі оцінювання поточного стану трансформаторів, користувачу (наприклад, оператору розподільчої системи) надається відповідне попереджувальне повідомлення, після чого можуть бути прийняті превентивні заходи для уникнення можливих аварій. Ці заходи можуть бути виконані як автоматично, так і вручну, та можуть включати обмеження навантаження, регулювання генерації фотоелектричних систем (PV), реконфігурацію розподільчої мережі або зміну ринкових цін на електроенергію.

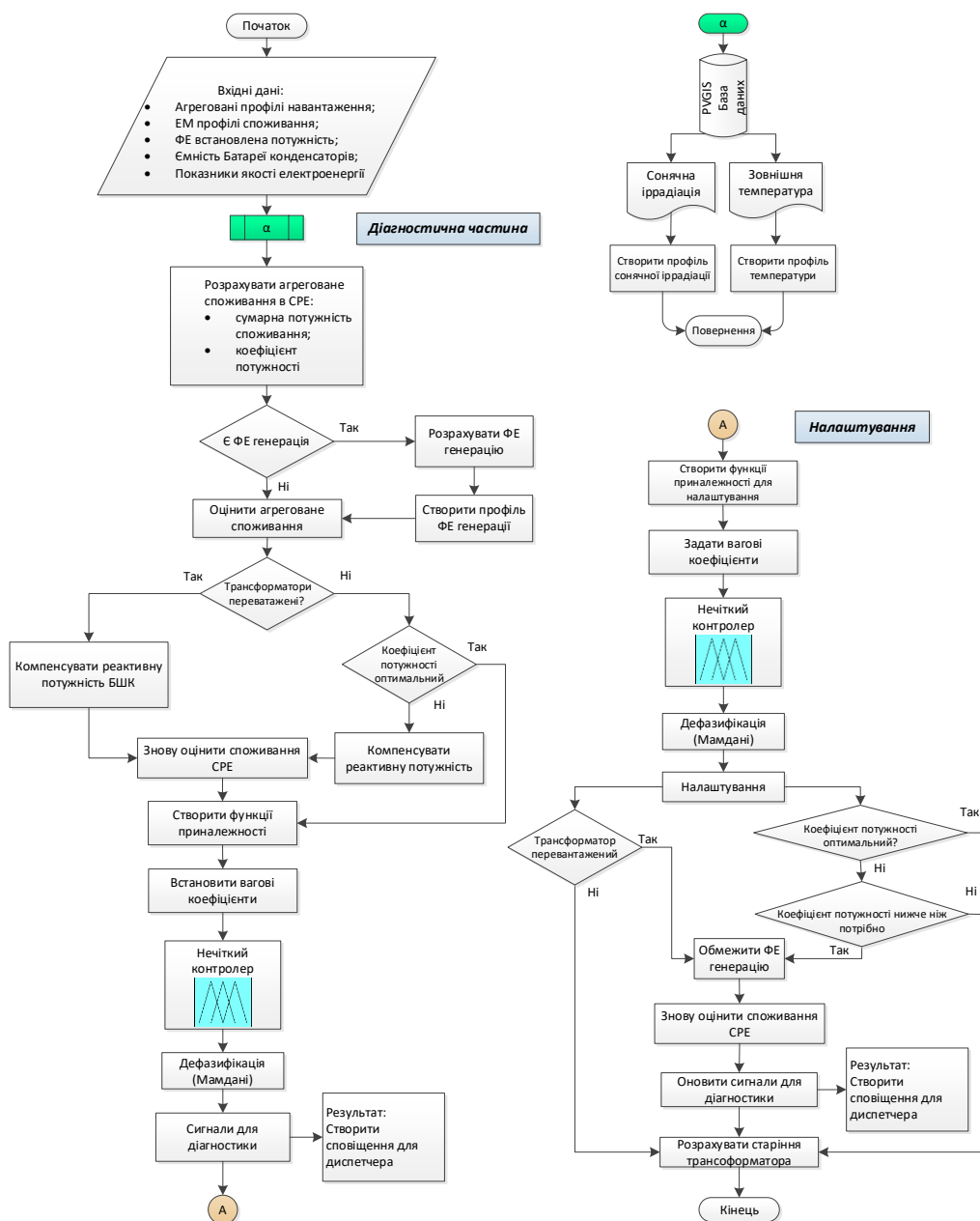


Рисунок 1 – Структурна схема запропонованого в дослідженні підходу на основі нечіткої логіки

Алгоритм починається з активації системи нечіткого керування, яка застосовується для діагностики стану трансформатора розподільчої мережі. Ця система включає набір вхідних функцій приналежності, контролер на основі правил та процес дефазифікації, як показано на рис. 2. Функції приналежності є математичними засобами, що визначають ступінь відповідності вхідних величин певним нечітким множинам, переводячи вхідні параметри у діапазон від 0 до 1. Використовуючи доступні вихідні дані, алгоритм розраховує сумарне споживання електроенергії та коефіцієнт потужності (PF) на вторинній шині трансформатора з номінальною напругою 0,4/0,23 кВ, після чого, у випадку перевантаження або недостатнього коефіцієнта потужності, активується батарея конденсаторів (SCB) для компенсації споживання реактивної потужності.

Потужність фотоелектричної генерації може регулюватися в межах від 0,85 до 1,0 відносних одиниць від доступної потужності PV за допомогою нечіткої логіки керування. Для цього додатковий модуль нечіткого керування інтегрований у модель

MATLAB-Simulink (рис. 3). Блок «PV_cont» поєднує діагностичну і керуючу частини моделі. У випадку перевантаження трансформатора або виникнення зворотних потоків енергії, вихідну потужність PV може бути зменшено відповідно до логіки, закладеної у функції MATLAB-S. Невеликі обмеження потужності PV також можливі у випадках, коли управління розподільчою мережею фокусується на підтриманні необхідного значення коефіцієнта потужності. Для цих потреб було включено додаткову логіку перевірки типу «Else-If».

Розроблений алгоритм налаштування цієї моделі має незначний вплив на термін служби трансформатора, оскільки у досліджуваному випадку зворотні потоки потужності ніколи не перевищують номінальну потужність трансформатора. Однак він дозволяє зменшити амплітуду щоденних коливань коефіцієнта потужності, обмежуючи їхній діапазон змін. Варто зазначити, що налаштування алгоритму є опціональним та може бути увімкнено або вимкнено користувачем відповідно до власних потреб.

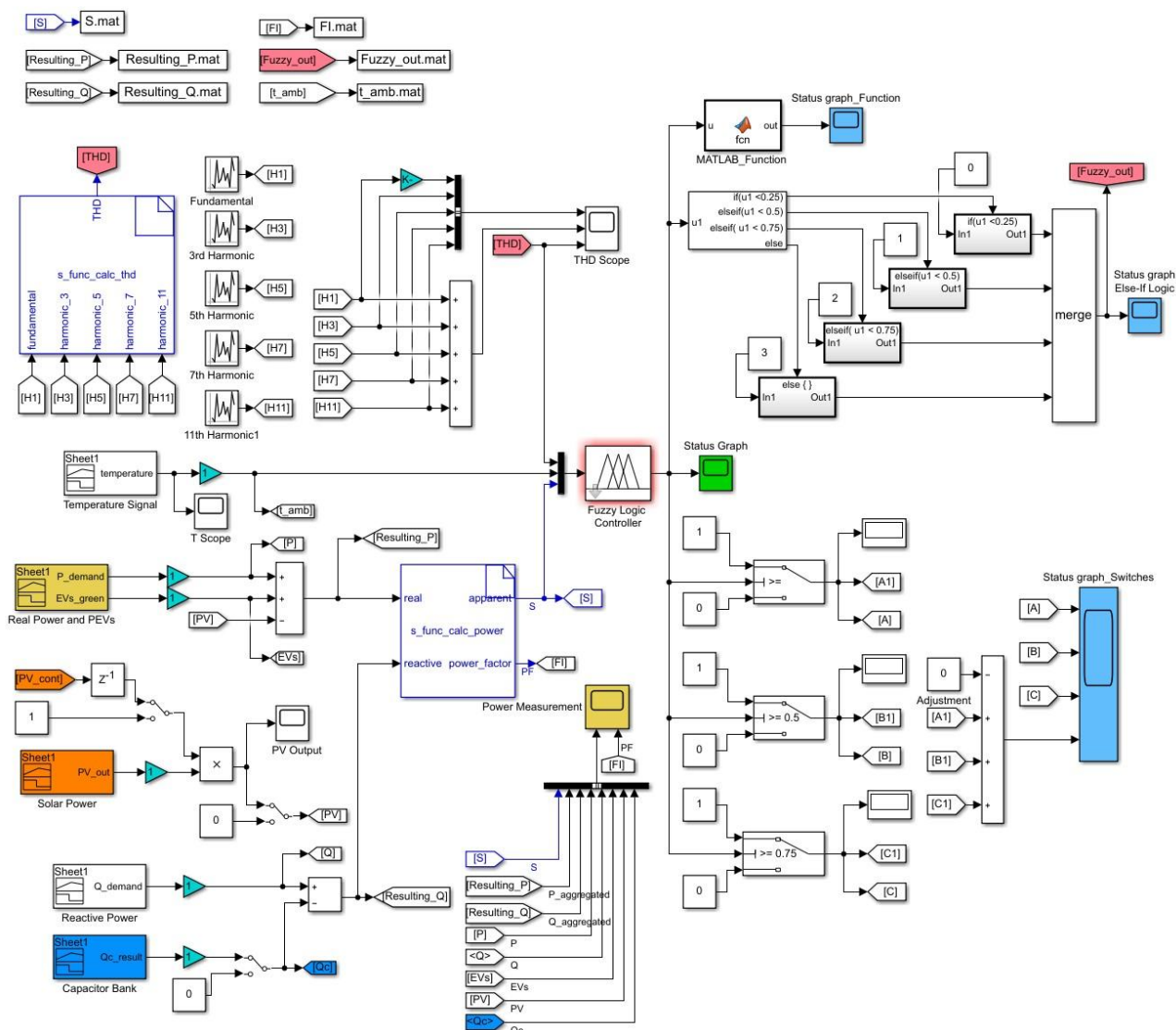


Рисунок 2 – MATLAB-Simulink модель модуля діагностики

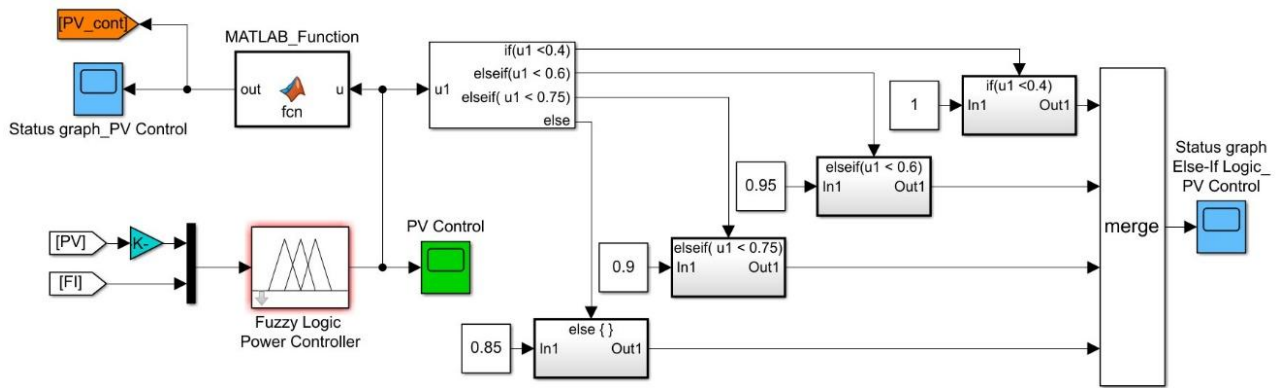


Рисунок 3 – MATLAB-Simulink модель модуля налаштування

1.2 Налаштування керування на основі нечіткої логіки. Запропонована модель на основі нечіткої логіки аналізує параметри, які впливають на нормальну роботу трансформатора, дозволяючи завчасно прогнозувати та уникати аварійних ситуацій. Вхідні параметри системи керування визначаються за допомогою функцій приналежності (MF). У програмному середовищі MATLAB Fuzzy Logic Toolbox представлені різні типи функцій приналежності, зокрема трикутні, трапецієподібні, сигмоїдальні, поліноміальні та гаусівські.

Діагностична частина моделі використовує три вхідні змінні: коефіцієнт нелінійних спотворень (THD), температура навколишнього середовища та агреговане навантаження на вторинній шині розподільного трансформатора (рис. 4). Кожна із зазначених вхідних змінних містить від трьох до чотирьох функцій приналежності.

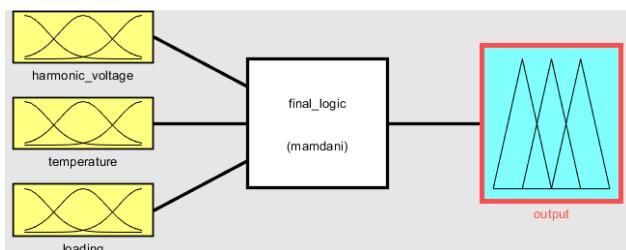


Рисунок 4 – Нечітка система діагностики

Характеристики цих функцій можуть бути змінені шляхом регулювання вагових коефіцієнтів, що дозволяє встановити пріоритетність одних параметрів над іншими. Наприклад, коефіцієнт ваги змінної «harmonic_voltage» (гармонічна напруга) дорівнює 1, коефіцієнт змінної «temperature» (температура) – 2, а змінної «loading» (навантаження) – 3. Це означає, що навантаження впливає на стан трансформатора у 1,5 рази сильніше, ніж температура, і у 3 рази сильніше, ніж гармонічні спотворення напруги.

Вагові коефіцієнти визначаються користувачем та можуть бути змінені залежно від конкретних умов експлуатації. У запропонованій моделі використовується нечітка система Мамдані з методом центроїда для дефазифікації. Три функції приналежності, що пов'язані з якістю електроенергії, мають гаусівську форму, яка забезпечує їхню

безперервність та ненульові значення у всьому діапазоні. Вони охоплюють діапазон від 0 % до 12 % і класифікують гармонічні спотворення напруги як низькі, середні або високі, що показано на рис. 5 а. Параметр THD використовується для оцінки скорочення терміну служби трансформатора, оскільки підвищений рівень THD спричиняє посилене нагрівання обмоток, тоді як низькі значення мають мінімальний вплив.

Для параметра температури навколишнього середовища були створені чотири функції приналежності, що охоплюють діапазон від -25°C до $+50^{\circ}\text{C}$ (рис. 5 б). Функції «нижче норми» та «дуже гаряче» мають двосторонню складену гаусівську форму, тоді як «нормальна» та «гаряча» представлені трикутними функціями.

Вхідне значення навантаження нормалізується у межах від 15 % до 180 % номінального значення трансформатора і має три функції приналежності (рис. 5 в). Нормальні значення навантаження представлені простою гаусівською MF, тоді як двосторонні складені гаусівські функції використовуються для випадків, коли навантаження виходить за межі номінального діапазону.

Для визначення вихідних реакцій системи також необхідні функції приналежності. У розробленому інструменті чотири трикутні MF використовуються для класифікації стану системи: «Без проблем» із піком на рівні 0,12, «Попередження» з піком на 0,38, «Можлива проблема» з піком на 0,64, і «Неминуча проблема» з піком на 0,88 (рис. 5 г).

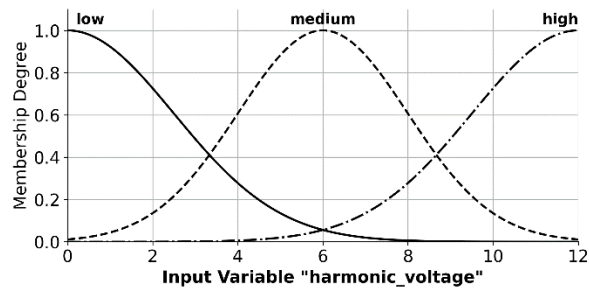
Для контролера нечіткої логіки у діагностичній частині було визначено двадцять п'ять правил приналежності, перелічених у табл. 1. Варто зазначити, що правила приналежності в цьому дослідженні можуть бути визначені користувачем і змінюватися залежно від конкретного застосування.

Крім того, усі вихідні функції приналежності інтегровані в єдину нечітку множину, після чого застосовується процес дефазифікації Мамдані для отримання чіткого значення, що відображає агреговані невизначені дані.

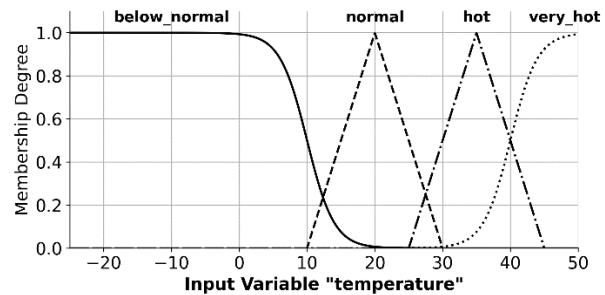
Після дефазифікації вихідні дані кодуються у вигляді цілих чисел від 0 до 3, які представляють стан трансформатора та можуть бути перетворені в конкретне повідомлення із відповідним рівнем

попередження для оператора розподільчих мереж. Отримані повідомлення зберігаються у змінних робочого простору та інтерпретуються наступним

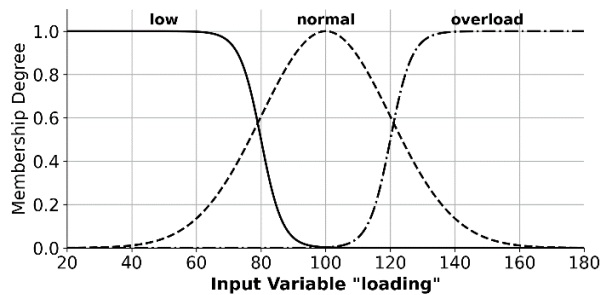
чином: 0 – «Без проблем», 1 – «Попередження», 2 – «Можлива проблема», 3 – «Неминуча проблема» (рис. 5 з).



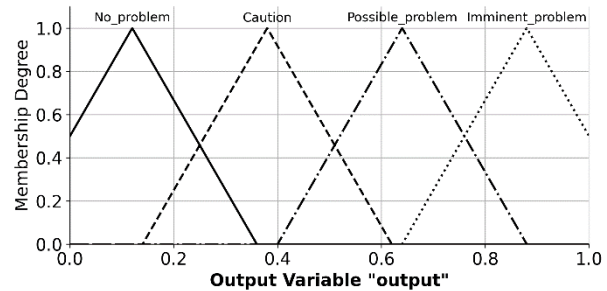
а



б



в



г

Рисунок 5 – Графіки функції належності:

а – THD напруги; б – температура навколишнього середовища; в – навантаження; г – вихід діагностичного контролера нечіткої логіки

Таблиця 1 – Правила для нечіткого контролера діагностики

Правило №	If the «ambient temperature» is:	And the «harmonic voltage» is:	And the «loading» is:	Then the Output is:
1	below normal	low	low	No problem
2	below normal	low	normal	No problem
3	below normal	medium	low	No problem
4	below normal	medium	normal	Caution
5	below normal	high	low	No problem
6	below normal	high	normal	Caution
7	normal	low	low	No problem
8	normal	low	normal	Caution
9	normal	medium	low	No problem
10	normal	medium	normal	Possible problem
11	normal	high	low	Caution
12	normal	high	normal	Possible problem
13	hot	low	low	Caution
14	hot	low	normal	Possible problem
15	hot	medium	low	Caution
16	hot	medium	normal	Possible problem
17	hot	high	low	Possible problem
18	hot	high	normal	Imminent problem
19	very hot	low	low	Possible problem
20	very hot	low	normal	Imminent problem
21	very hot	medium	low	Possible problem
22	very hot	medium	normal	Imminent problem
23	very hot	high	low	Possible problem
24	very hot	high	normal	Imminent problem
25	—	—	overload	Imminent problem

Таким чином, діагностичний модуль моделі Simulink забезпечує моніторинг стану розподільчого трансформатора та генерує повідомлення про ступінь загрози, що допомагає передбачити потенційний вихід з ладу трансформатора та запобігти аварійним відключенням.

На наступних етапах алгоритму розраховується індекс втрати ресурсу трансформатора (LoL) для отримання кількісної оцінки старіння трансформатора.

Для покращення PF в алгоритм інтегровано модуль налаштування нечіткої логіки (рис. 6), що дозволяє регулювати вихідну потужність PV у діапазоні від 0,85 до 1,0 відносних одиниць. У разі виникнення зворотних потоків енергії межі керування можуть бути розширені, але в даному дослідженні цей випадок не розглядається. Цей підхід може бути активований або деактивовані користувачем.

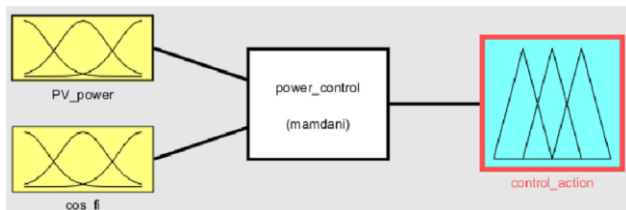


Рисунок 6 – Нечітка система налаштування

Контролер нечіткої логіки у модулі налаштування має два входні параметри: інформацію про доступну потужність PV-генерації та значення PF на вторинній стороні трансформатора. Обидва входні параметри мають власні функції приналежності.

Змінна «PV_power» моделюється за допомогою трапецієподібних функцій належності (рис. 7 а), які охоплюють діапазон від 0 до 1.4 від встановленої потужності фотоелектричної системи. Розширена

верхня межа дозволяє враховувати можливість підключення додаткових PV-джерел до енергомережі. При цьому значення потужності до 0.55 розглядаються як низькі, значення понад 0.95 як високі, а всі інші як середні.

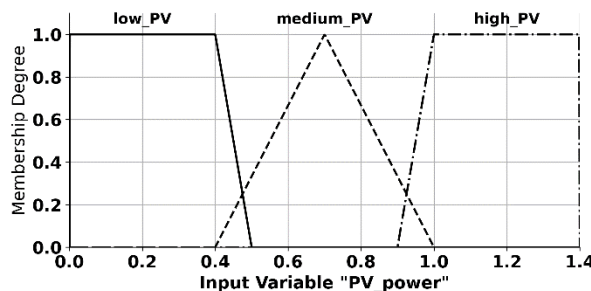
Функції належності для змінної «cos_fi» також є трапецієподібними і описують плавний перехід між низьким та високим значенням коефіцієнта потужності (рис. 7 б).

На відміну від входних змінних, вихідна змінна «control_action» описується трикутними функціями належності, що відображають потенційну реакцію системи (рис. 7 в). Значення в діапазоні від 0 до 0.5 відповідають делікатному (subtle) керуванню, від 0.25 до 0.75 – активному (active), а від 0.75 до 1 – інтенсивному (intense) регулюванню.

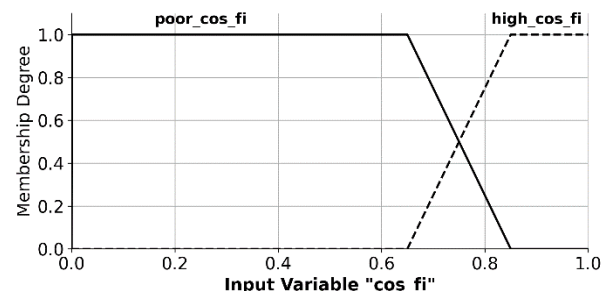
Контролер нечіткої логіки у модулі налаштування використовує три правила приналежності, перелічені у табл. 2. Процес налаштування вважається успішним, якщо спостерігається помітне покращення PF, і при цьому трансформатор не перевантажується через існуючі зворотні потоки енергії. У рамках цього дослідження регулюючі дії були спроектовані так, щоб мати мінімальний вплив (непотрібне обмеження потужності PV не є бажаним). Отже, модуль налаштування має незначний вплив на роботу трансформатора.

Таблиця 2 – Нечіткі правила налаштування

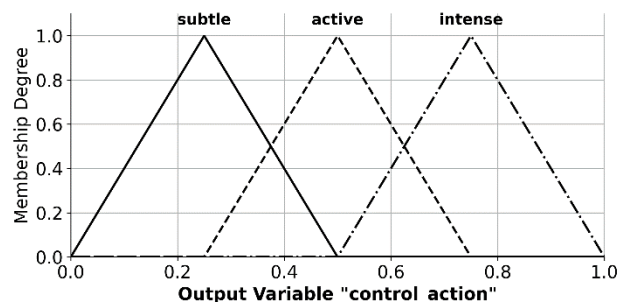
Правило №	If the «PV power» is:	Or the «cos_fi» is:	Then the «control action» is:
1	low	high	subtle
2	medium	–	active
3	high	poor	intense



а



б



в

Рисунок 7 – Графіки функції належності:

а – PV генерації; б – коефіцієнта потужності; в – виходу управління

1.3 Гіпотетичні сценарії. У цьому дослідженні розглядаються три сценарії, опис яких наведено в табл. 3. Для охоплення широкого спектра можливих наслідків заряджання ЕМ у теперішньому та майбутньому були змодельовані шість рівнів проникнення ЕМ у мережу: 15 %, 33 %, 50 %, 67 %, 85 % і 100 %.

Зважаючи на те, що приймальна здатність низьковольтної розподільчої системи може бути обмежена, у першу чергу через розподільчий трансформатор, у цьому дослідженні не враховується перевантаження повітряних ліній електропередачі та підземних кабелів. Гілки мережі можуть зазнавати перевантажень у випадках дуже довгих ліній живлення та рівня проникнення ЕМ понад 90 %.

Таблиця 3 – Досліджувані сценарії

Сценарій	Опис
Сценарій 1	Лінія живлення включає житлові та виробничі навантаження, фотоелектричні установки та статичні батареї конденсаторів. Розглядається режим заряджання на вимогу, коли процес заряджання починається відразу після прибуття автомобіля додому та його паркування.
Сценарій 2	Подібно до попереднього сценарію, але розглядається режим заряджання у непіковий час, коли початок процесу заряджання відкладається до завершення вечірнього пікового періоду споживання.
Сценарій 3	Подібно до попереднього сценарію, але додатково передбачено двонаправлену передачу енергії V2H. Заряджання відбувається після опівночі, а у проміжку з 17:00 до 24:00 електромобілі можуть віддавати енергію до будинків, якщо є достатня ємність батареї та дозволяє використання автомобіля поза домом.

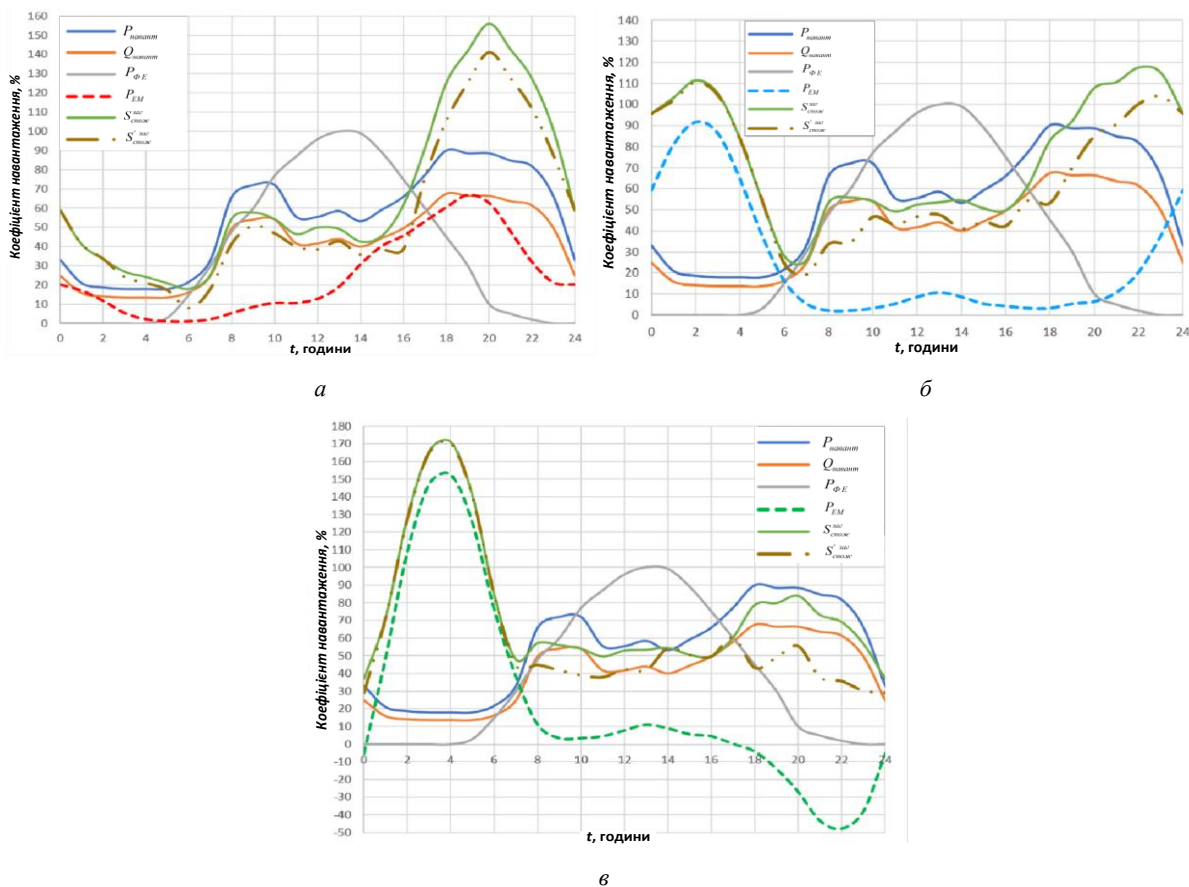


Рисунок 8 – Графіки навантаження на шинах низької напруги при 85 % проникненні ЕМ :

а – для режиму заряджання на вимогу; б – для режиму заряджання у непіковий час;

в – для комбінованого режиму непіковий час + V2H

З рис. 8 в видно, що поєднання заряджання в непіковий час із технологією двонаправленого обміну енергії V2H створює найвище навантаження на трансформатор при 85 % проникнення електромобілів. Це свідчить про доцільність застосування альтернативних режимів заряджання за умов високої насиченості системи ЕМ.

Слід зазначити, що графіки на рис. 8 а–в є демонстраційними прикладами для одного конкретного дня і не враховують сезонні або добові коливання попиту на електроенергію чи вихідної потужності фотоелектричних систем, які можуть істотно змінювати загальний профіль навантаження.

Для глибшого аналізу впливу навантаження від заряджання електромобілів на локальні низьковольтні мережі було здійснено річне моделювання за декількома умовними сценаріями. У табл. 4 узагальнено тривалість перебування трансформатора в різних режимах та рівень LoL на основі результатів нечіткого моделювання та обчислених показників.

Результати демонструють, що за умов проникнення ЕМ до 50 % додаткове навантаження від заряджання не чинить суттєвого впливу на процес старіння трансформатора, незалежно від вибраної стратегії заряджання. Максимальне значення індексу LoL у цьому випадку становить лише 0,2324 % для комбінованого режиму – непіковий режим + V2H (сценарій 3), що свідчить про незначний рівень деградації обладнання.

Однак при підвищенні частки електромобілів не всі стратегії заряджання залишаються однаково ефективними. Наприклад, при проникненні ЕМ 67 % використання непікового режиму в поєднанні з функцією V2H (сценарій 3) призводить до надмірного зношення трансформатора – індекс LoL сягає 14,6193 %. У цьому режимі трансформатор працює у критичному стані («Неминуча проблема») протягом

455,96 годин на рік, що свідчить про небезпечне перевантаження.

Для порівняння, у режимі заряджання на вимогу (сценарій 1) час перебування у критичному режимі становить лише 2,36 год, а індекс LoL – 0,3394 %. У варіанті із звичайним непіковим заряджанням (сценарій 2) критичні стани взагалі не фіксуються, а статус «Можлива проблема» триває 398,28 год, при цьому загальний індекс зношення є незначним – лише 0,0455 %.

За рівня проникнення ЕМ 85 %, заряджання на вимогу (сценарій 1) забезпечує LoL на рівні 1,9743 %. Перехід до непікового режиму (сценарій 2) дозволяє зменшити цей показник майже вчетверо – до 0,5239 %, при цьому час у статусі «Неминуча проблема» скорочується до 2,43 год. Натомість комбіноване заряджання (непіковий час + V2H) у цих умовах виявляється неприйнятним для системи: трансформатор функціонує у критичному режимі понад 1146 годин на рік, що майже напевно призведе до його виходу з ладу.

При повному (100 %) проникненні електромобілів найгірші результати демонструє заряджання на вимогу: високий рівень зношення трансформатора, значна тривалість перебування в аварійних режимах, і як наслідок – висока ймовірність його передчасного виходу з ладу.

Застосування комбінованої стратегії (непіковий час + V2H) є абсолютно непридатним у таких умовах, оскільки тривалість критичного стану перевищує 1300 годин на рік.

Оптимальним варіантом виявляється просте заряджання в непікові години: хоча тривалість потенційно проблемного режиму залишається великою, найнебезпечніший стан виникає рідше й триває суттєво менше. Отже, цей режим забезпечує значно менше зношення трансформатора і є безпечнішим у довгостроковій перспективі.

Таблиця 4 – Режими роботи трансформатора та LoL за цілий рік

Сценарій	Рівень проникнення ЕМ, %	Час перебування виходу в статусі, год.				F_{EqA}	LoL _y , %
		Немає проблеми	Увага	Можлива проблема	Неминуча проблема		
Сценарій 1	15	5918.75	2749.82	91.43	0.0	0.0007	0.0033
	33	5258.3	3341.17	160.53	0.0	0.0029	0.0139
	50	4716.5	3680.47	363.04	0.0	0.0191	0.0931
	67	4360.86	3690.69	706.08	2.36	0.0697	0.3394
	85	4090.55	3384.35	1221.14	63.96	0.4057	1.9743
	100	3938.04	3088.23	1447.21	286.52	1.8433	8.9709
Сценарій 2	15	6143.21	2535.0	81.8	0.0	0.0004	0.0018
	33	5945.34	2731.45	83.21	0.0	0.0006	0.0029
	50	5176.1	3487.25	96.18	0.0	0.0016	0.0076
	67	4522.5	3839.22	398.28	0.0	0.0093	0.0455
	85	4188.6	3646.26	922.72	2.43	0.1076	0.5239
	100	4004.38	3259.24	1368.82	127.56	0.8831	4.2978
Сценарій 3	15	6237.77	2441.24	80.76	0.0	0.0002	0.0011
	33	5594.01	3070.72	95.27	0.0	0.0009	0.0045
	50	5046.93	3140.98	571.67	0.41	0.0477	0.2324
	67	4810.83	2615.79	877.42	455.96	3.004	14.6193
	85	4652.41	2467.57	493.1	1146.92	Failure	Failure
	100	4555.1	2396.99	425.99	1381.92	Failure	Failure

Для успішного розгортання електромобільної інфраструктури критично важливо правильно обирати стратегії заряджання, з урахуванням ресурсу трансформаторів. У разі невисокого проникнення ЕМ (до 50 %) практично будь-яка стратегія є прийнятною й залежить передусім від економічної доцільності. Водночас за умов зростання частки електромобілів пріоритетними стають режими, що знижують навантаження в пікові години.

Зокрема, заряджання в непіковий час краще захищає обладнання від перевантажень, тому його рекомендовано застосовувати у випадках, коли проникнення ЕМ сягає 85 % і більше. Для стимулювання такого підходу можна впроваджувати гнучкі тарифи, а також використовувати освітні та поведінкові методики для залучення споживачів до оптимального розподілу навантажень у часі.

Висновки. Ненормальні умови експлуатації трансформаторів зокрема перевантаження, перегрів і погана якість електроенергії пришвидшують їх зношення та скорочують строк служби, що негативно впливає на стабільність електропостачання. У цьому дослідженні акцент зроблено на важливості трансформаторів у системі енергозабезпечення та необхідності їх стабільної роботи. Під час аналізу оцінено, як різні підходи до заряджання електромобілів впливають на старіння обладнання, зокрема через сценарії заряджання на вимогу, у непіковий час та із застосуванням технологій V2H. Мета зрозуміти характер впливу цих стратегій і використати це для покращення роботи трансформаторів у майбутньому. Було розроблено інструмент на основі нечіткої логіки, який відображає стан трансформатора залежно від рівня проникнення електромобілів із заряджанням від мережі та обраної стратегії підзарядки. Запропонований алгоритм включає два контролери на основі нечіткої логіки.

Перший контролер відповідає за діагностику та генерує попереджувальні повідомлення: «Проблем немає», «Попередження», «Можлива проблема», «Неминуча проблема». Такі сигнали можуть використовуватись оператором розподільчої системи для передбачення перегріву трансформатора та вживання запобіжних заходів для запобігання аварії.

Другий контролер спрямований на поліпшення коефіцієнта потужності шляхом регулювання потужності від PV, а також на зменшення перевантаження трансформатора за рахунок реверсивних потоків енергії.

Ефективність цього інструмента була протестована на радіальній розподільчій мережі з трансформатором, зануреним у мінеральне масло, який обслуговує житлових споживачів та локальне підприємство. Результати моделювання показали суттєвий вплив стратегій заряджання електромобілів на показник втрати ресурсу трансформатора. Висновки підкреслюють важливість проактивного керування процесом заряджання ЕМ для забезпечення надійності та довговічності трансформаторів, що сприяє підвищенню загальної ефективності електричної мережі.

Для рівнів проникнення ЕМ до 50 % режими заряджання/розряджання можуть обиратися на основі економічної вигоди та експлуатаційних умов, за підтримки функцій vehicle-to-grid (V2G) або vehicle-to-home (V2H).

За рівня проникнення понад 50 % індекс втрати ресурсу трансформатора LoL суттєво зростає. Режим непіковий час + V2H стає неприйнятним вже при 67 % проникнення ЕМ і при подальшому зростанні неминуче призводить до виходу трансформатора з ладу, що ставить під загрозу надійність всієї енергосистеми.

Традиційний режим заряджання на вимогу не призводить до миттєвого виходу трансформатора з ладу, але суттєво погіршує його стан. Тому при великій кількості ЕМ доцільно віддавати перевагу простим непіковим стратегіям, що дозволяють відкласти дорогі модернізації та підсилення мереж.

При 100 % проникненні ЕМ оцінений індекс LoL у 2,1 рази нижчий для непікового режиму порівняно з заряджанням на вимогу. Отже, слід використовувати різні стратегії заряджання/розряджання для уникнення або відтермінування дорогих оновлень системи. Потенційні практичні переваги запропонованого підходу включають: покращення профілактичного обслуговування трансформаторів; оптимізацію графіків заряджання електромобілів; сприяння у плануванні модернізації розподільчих мереж; підтримку операційного планування операторів системи розподілу.

У майбутніх дослідженнях необхідно буде враховувати зміни тарифів на електроенергію, а також моделі заряджання різних комерційних типів електромобілів, що дозволить точніше відображати реальні процеси в енергомережах.

Подяка. Роботу виконано за підтримки науково-дослідної роботи з державним реєстраційним номером 2023.04/0131.

Список літератури

1. Richardson P., Flynn D., Keane A. Impact assessment of varying penetrations of electric vehicles on low voltage distribution systems. *Energy Society General Meeting*, Minneapolis, MN, 25–29 July 2010. P. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/pes.2010.5589940>.
2. Parodi A. Global electric vehicle sales up 25% in record 2024. *Reuters*. URL: <https://www.reuters.com/business/autos-transportation/global-electric-vehicle-sales-up-25-record-2024-2025-01-14/> (дата звернення: 30.03.2025).
3. International Energy Agency. Global EV Outlook 2024. 2024. URL: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024>.
4. Ноздренков В. С., Дяговченко І. М., Петровський М. В. Методологія аналізу впливу електромобілів на розподільчу мережу: теоретичний підхід. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2024. № 2 (9). С. 36–46. DOI: [https://doi.org/10.20998/erec.2024.2\(9\).317648](https://doi.org/10.20998/erec.2024.2(9).317648).
5. Hong S.-K., Lee S. G., Kim M. Assessment and mitigation of electric vehicle charging demand impact to transformer aging for an apartment complex. *Energies*. 2020. Vol. 13, no. 10. 2571. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13102571>.
6. Net emission reductions from electric cars and heat pumps in 59 world regions over time / F. Knobloch et al. *Nature Sustainability*. 2020. Vol. 3, no. 6. P. 437–447. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41893-020-0488-7>.
7. Wang J., Cui Y., Zhu M. Probabilistic harmonic calculation in distribution networks with electric vehicle charging stations. *Journal*

- of *Applied Mathematics*. 2014. Vol. 2014. P. 1–11. DOI: <https://doi.org/10.1155/2014/167565>.
8. Impact of electric vehicle charging station on power quality / M. S. Arjun et al. *International Journal of Applied Power Engineering (IJAPE)*. 2024. Vol. 13, no. 1. P. 186–193. DOI: <https://doi.org/10.11591/ijape.v13.i1.pp186-193>.
 9. Sivaraman P., Raj J. S. S., Kumar P. A. Power quality impact of electric vehicle charging station on utility grid. *2021 IEEE Madras Section Conference (MASCOS)*, Chennai, India, 27–28 August 2021. P. 1–4. DOI: <https://doi.org/10.1109/mascon51689.2021.9563528>.
 10. Leou R.-C., Su C.-L., Lu C.-N. Stochastic analyses of electric vehicle charging impacts on distribution network. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2014. Vol. 29, no. 3. P. 1055–1063. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2013.2291556>.
 11. Affonso C. M., Yan Q., Kezunovic M. Risk assessment of transformer loss-of-life due to PEV charging in a parking garage with PV generation. *2018 IEEE power & energy society general meeting (PESGM)*, Portland, OR, USA, 5–10 August 2018. P. 1–5. DOI: <https://doi.org/10.1109/pesgm.2018.8586581>.
 12. Woo S., Bae S., Moura S. J. Pareto optimality in cost and service quality for an Electric Vehicle charging facility. *Applied Energy*. 2021. Vol. 290. P. 116779. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116779>.
 13. Heo J., Chang S. Optimal planning for electric vehicle fast charging stations placements in a city scale using an advantage actor-critic deep reinforcement learning and geospatial analysis. *Sustainable Cities and Society*. 2024. P. 105567. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2024.105567>.
 14. Argade S., Aravinthan V., Jewell W. Probabilistic modeling of EV charging and its impact on distribution transformer loss of life. *2012 IEEE International Electric Vehicle Conference (IEVC)*, Greenville, SC, USA, 4–8 March 2012. P. 1–8. DOI: <https://doi.org/10.1109/ievc.2012.6183209>.
 15. Vivas F. J., Segura F., Andújar J. M. Fuzzy logic-based energy management system for grid-connected residential DC microgrids with multi-stack fuel cell systems: a multi-objective approach. *Sustainable Energy, Grids and Networks*. 2022. Vol. 32. P. 100909. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2022.100909>.
 16. Azzopardi B., Gabdullin Y. Impacts of electric vehicles charging in low-voltage distribution networks: a case study in Malta. *Energies*. 2024. Vol. 17, no. 2. P. 289. DOI: <https://doi.org/10.3390/en17020289>.
 17. Day-Ahead forecast of electric vehicle charging demand with deep neural networks / G. Van Krieking et al. *World Electric Vehicle Journal*. 2021. Vol. 12, no. 4. P. 178. DOI: <https://doi.org/10.3390/wevj12040178>.
 18. Electric vehicle-to-grid (V2G) technologies: impact on the power grid and battery / M. R. H. Mojumder et al. *Sustainability*. 2022. Vol. 14, no. 21. P. 13856. DOI: <https://doi.org/10.3390/su142113856>.
 19. An D., Cui F., Kang X. Optimal scheduling for charging and discharging of electric vehicles based on deep reinforcement learning. *Frontiers in Energy Research*. 2023. Vol. 11. P. 1273820. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1273820>.
 20. Techno-economic analysis of the distribution system with integration of distributed generators and electric vehicles / N. K. Golla et al. *Frontiers in Energy Research*. 2023. Vol. 11. P. 1221901. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1221901>.
 21. Firouzzah 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. P. 107977. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.107977>.
 22. International Energy Agency, “Global EV Outlook 2024”, Apr. 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024>
 23. V. Nozdrenkov, I. Diahovchenko, and M. Petrovskiy, “Methodology for analyzing the impact of electric vehicles on distribution networks: A theoretical approach”, *Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 2 (9), pp. 36–46, Dec. 2024, doi: [https://doi.org/10.20998/erec.2024.2\(9\).317648](https://doi.org/10.20998/erec.2024.2(9).317648) (in Ukrainian)
 24. S.-K. Hong, S. G. Lee, and M. Kim, “Assessment and mitigation of electric vehicle charging demand impact to transformer aging for an apartment complex”, *Energies*, vol. 13, no. 10, May 2020, Art. no. 2571, doi: <https://doi.org/10.3390/en13102571>
 25. F. Knobloch et al., “Net emission reductions from electric cars and heat pumps in 59 world regions over time”, *Nature Sustainability*, vol. 3, no. 6, pp. 437–447, Mar. 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1038/s41893-020-0488-7>
 26. J. Wang, Y. Cui, and M. Zhu, “Probabilistic harmonic calculation in distribution networks with electric vehicle charging stations”, *Journal of Applied Mathematics*, vol. 2014, 2014, Art. no. 167565, doi: <https://doi.org/10.1155/2014/167565>
 27. M. S. Arjun, N. Mohan, K. R. Sathish, A. Patil, and G. Thanmayi, “Impact of electric vehicle charging station on power quality”, *International Journal of Applied Power Engineering (IJAPE)*, vol. 13, no. 1, pp. 186–193, Mar. 2024, doi: <https://doi.org/10.11591/ijape.v13.i1.pp186-193>
 28. P. Sivaraman, J. S. S. Raj, and P. A. Kumar, “Power quality impact of electric vehicle charging station on utility grid”, in *2021 IEEE Madras Section Conference (MASCOS)*, Chennai, India, Aug. 27–28, 2021. n.d., pp. 1–4, doi: <https://doi.org/10.1109/mascon51689.2021.9563528>
 29. R.-C. Leou, C.-L. Su, and C.-N. Lu, “Stochastic analyses of electric vehicle charging impacts on distribution network”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 3, pp. 1055–1063, May 2014, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2013.2291556>
 30. C. M. Affonso, Q. Yan, and M. Kezunovic, “Risk assessment of transformer loss-of-life due to PEV charging in a parking garage with PV generation”, in *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Portland, OR, USA, Aug. 5–10, 2018, pp. 1–5, doi: <https://doi.org/10.1109/pesgm.2018.8586581>
 31. S. Woo, S. Bae, and S. J. Moura, “Pareto optimality in cost and service quality for an Electric Vehicle charging facility”, *Applied Energy*, vol. 290, May 2021, Art. no. 116779, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116779>
 32. J. Heo and S. Chang, “Optimal planning for electric vehicle fast charging stations placements in a city scale using an advantage actor-critic deep reinforcement learning and geospatial analysis”, *Sustainable Cities and Society*, Jul. 2024, Art. no. 105567, doi: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2024.105567>
 33. S. Argade, V. Aravinthan, and W. Jewell, “Probabilistic modeling of EV charging and its impact on distribution transformer loss of life”, in *2012 IEEE International Electric Vehicle Conference (IEVC)*, Greenville, SC, USA, Mar. 4–8, 2012, pp. 1–8, doi: <https://doi.org/10.1109/ievc.2012.6183209>
 34. F. J. Vivas, F. Segura, and J. M. Andújar, “Fuzzy logic-based energy management system for grid-connected residential DC microgrids with multi-stack fuel cell systems: A multi-objective approach”, *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 32, Aug. 2022, Art. no. 100909, doi: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2022.100909>
 35. B. Azzopardi and Y. Gabdullin, “Impacts of electric vehicles charging in low-voltage distribution networks: A case study in Malta”, *Energies*, vol. 17, no. 2, Jan. 2024, Art. no. 289, doi: <https://doi.org/10.3390/en17020289>
 36. G. Van Krieking, C. De Cauwer, N. Sapountzoglou, T. Coosemans, and M. Messagie, “Day-Ahead forecast of electric vehicle charging demand with deep neural networks”, *World Electric Vehicle Journal*, vol. 12, no. 4, Oct. 2021, Art. no. 178, doi: <https://doi.org/10.3390/wevj12040178>
 37. M. R. H. Mojumder, F. Ahmed Antara, M. Hasanuzzaman, B. Alamri, and M. Alsharef, “Electric vehicle-to-grid (V2G) technologies: Impact on the power grid and battery”, *Sustainability*, vol. 14, no. 21, Oct. 2022, Art. no. 13856, doi: <https://doi.org/10.3390/su142113856>
 38. D. An, F. Cui, and X. Kang, “Optimal scheduling for charging and discharging of electric vehicles based on deep reinforcement

References

1. P. Richardson, D. Flynn, and A. Keane, “Impact assessment of varying penetrations of electric vehicles on low voltage distribution systems”, in *Energy Society General Meeting*, Minneapolis, MN, Jul. 25–29, 2010. n.d., pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/pes.2010.5589940>
2. A. Parodi. “Global electric vehicle sales up 25% in record 2024.” Reuters. Accessed: Mar. 30, 2025. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/business/autos-transportation/global-electric-vehicle-sales-up-25-record-2024-2025-01-14/>

- learning”, *Frontiers in Energy Research*, vol. 11, Oct. 2023, Art. no. 1273820, doi: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1273820>
20. N. K. Golla *et al.*, “Techno-economic analysis of the distribution system with integration of distributed generators and electric vehicles”, *Frontiers in Energy Research*, vol. 11, Jul. 2023, Art. no. 1221901, doi: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1221901>
21. 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>

Надійшла (received) 28.04.2025

UDC 621.314:621.316.17

NOZDRENKOV VALERII ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Docent, Postdoctoral Researcher 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.

DIAHOVCHENKO ILLIA – 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.

PETROVSKYI MYKHAILO – 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.

OPTIMAL ELECTRIC VEHICLE CHARGING METHOD CONSIDERING IMPACT ON DISTRIBUTION NETWORKS, TRANSFORMER LIFESPAN, AND POWER QUALITY

The increasing popularity of electric vehicles and their widespread adoption in everyday life present numerous technical and operational challenges for electric distribution networks, particularly their critical components, such as distribution transformers. High peak loads caused by uncontrolled electric vehicles charging processes can lead to overloads and reduced equipment lifespan, increasing infrastructure maintenance and modernization costs. This paper discusses and proposes a practically oriented method for optimal charging of electric vehicles based on a comprehensive approach using fuzzy logic. This approach enables a detailed assessment of the charging processes' impact on distribution networks, including analysis of harmonic voltage distortions, temperature operating conditions, and variable transformer loading levels. The study examines various charging scenarios: on-demand charging, off-peak charging, and a combined mode employing Vehicle-to-Home (V2H) technology for bidirectional energy exchange between the electric vehicles and household. The analysis results demonstrate that optimizing charging schedules significantly reduces the risk of network and transformer overloads, decreases their ageing rate, ensures higher power quality, and enables avoiding or substantially reducing financial costs associated with energy infrastructure upgrades. The proposed method considers local operational conditions, facilitating its effective implementation in actual electricity distribution systems by adapting to individual user requirements and network specifics.

Keywords: electric vehicle, optimal charging, distribution networks, transformer, fuzzy logic, peak load, power quality, Vehicle-to-Home.