

Національний авіаційний університет
Міністерства освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ВАСИЛЕЦЬ КАТЕРИНА СЕРГІЇВНА

УДК 621.3.088.2

ДИСЕРТАЦІЯ

**ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ ВИМІРЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ
В РЕЖИМІ ЗНИЖЕНОГО НАВАНТАЖЕННЯ**

Спеціальність 152 – Метрологія та інформаційно-вимірвальна техніка

Галузь знань 15 – Автоматизація та приладобудування

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

_____ К. С. Василюк

Науковий керівник Квасніков Володимир Павлович, доктор технічних наук, професор, Заслужений метролог України

Київ – 2023 рік

АНОТАЦІЯ

Василець К.С. Підвищення точності вимірювання електричної енергії в режимі зниженого навантаження. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 152 – Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка. – Національний авіаційний університет, Київ, 2023.

У дисертаційній роботі отримано такі нові наукові результати.

1. Вперше отримано математичну модель для оцінювання нечіткою функцією невизначеності вимірювання електроенергії вузлом обліку в режимі зниженого навантаження, яка враховує вплив величин несиметричних струмів фаз навантаження на межі нечіткого інтервалу, що характеризує результат вимірювання при граничному рівні довіри.

2. Удосконалено методику оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії за одним вимірювальним каналом вузла обліку, яка, на відміну від відомих, дозволяє оцінювати значення параметрів множини L–R меж нечіткої функції для множини рівнів довіри, що характеризує точність обліку електроенергії.

3. Уточнено статичну характеристику вимірювального трансформатора струму електромагнітного типу при зниженому навантаженні вузла обліку електроенергії лінійною регресійною моделлю, яка відрізняється від відомих універсальністю, оскільки характеризує вимірювальний перетворювач з довільним коефіцієнтом трансформації в межах заданого класу точності.

Практичне значення отриманих результатів полягає у наступному.

1. Запропонована математична модель для оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії вузлом обліку в режимі зниженого навантаження дозволяє покращити метрологічні характеристики засобів обліку та підвищити точність вимірювання електроенергії.

2. Розроблено метод оцінювання точності обліку електроенергії за одним вимірювальним каналом вузла обліку в режимі зниженого навантаження, який дає змогу враховувати вплив на точність несиметричних струмів фаз навантаження.

3. Одержана універсальна статична характеристика вимірювального трансформатора струму електромагнітного типу забезпечує підвищення точності формування рахунків за електроенергію відповідно до показів лічильника трансформаторного підключення.

4. Розроблена прикладна комп'ютерна програма для оцінювання недообліку електроенергії через наявність режиму зниженого навантаження за значеннями робочих параметрів вузла обліку, використання якої дає змогу уточнити фінансові розрахунки між енергопостачальними компаніями та споживачами за спожиту електроенергію.

Теоретичні і практичні здобутки роботи впроваджено на ТОВ «Сонячні стандартні рішення» (Запорізька обл., Запорізький район, с. Петропавлівка) для покращення метрологічних характеристик засобів обліку електроенергії при зміні величини потужності, що генерується сонячною електростанцією, а також – у практиці оцінювання споживання електроенергії приладами і системами на Приватному акціонерному товаристві «Науково-виробниче об'єднання «Київський завод автоматики» (м. Київ). Крім того, результати дисертаційної роботи впроваджено у навчальний процес кафедри комп'ютеризованих електротехнічних систем та технологій Національного авіаційного університету.

У **вступі** обґрунтовано актуальність теми, показано зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами, поставлено мету і завдання дослідження, наведено об'єкт та предмет дослідження, сформульовано наукову новизну та практичне значення отриманих результатів, показано впровадження результатів роботи, окреслено особистий внесок здобувача для публікацій у співавторстві, наведено інформацію щодо апробації матеріалів дисертації.

У **першому розділі** проаналізовано принцип вимірювання електроенергії, розвиток технології та системи вимірювання. На сьогодні має місце масове витіснення індукційних лічильників цифровими засобами вимірювань, в основі функціонування яких лежить використання методу аналого-цифрового перетворення сигналів за струмами та напругами з подальшою програмною реалізацією алгоритму обчислення обсягу електроенергії. Точність цифрових лічильників визначається метрологічними характеристиками аналого-цифрових перетворювачів та особливостями оброблення дискретизованих сигналів. Останні тенденції розвитку вимірювальних інформаційних систем для електроенергетики свідчать про перехід від автоматизованих систем обліку електроенергії, які дозволяють дистанційно зчитувати покази лічильників, до передової вимірювальної інфраструктури, що дозволяє аналізувати статистичні енергетичні параметри. Остання, використовуючи «розумні» лічильники, дозволяє одержувати вимірювальну інформацію в режимі реального часу. Побудова вимірювальних інформаційних систем обліку електроенергії дає змогу дистанційно контролювати та коригувати похибки засобів обліку з урахуванням динамічного діапазону вимірювання, що переносить реалізацію задачі підтримання заданої точності обліку на програмний рівень. У відомих дослідженнях питанню точності обліку в режимі зниженого навантаження приділено недостатньо уваги.

Обґрунтовано доцільність використання теорії нечітких множин для оцінювання невідповідної невизначеності результатів вимірювань. Встановлено, що у відомих дослідженнях приділено недостатньо уваги точності вимірювання електроенергії в режимі зниженого навантаження вузла обліку. Як показали вимірювання на реальних об'єктах, нехтування таким режимом призводить до суттєвих втрат енергопостачальних організацій, оскільки недооблік електроенергії під час такого режиму може перевищувати 50%. В контексті повоєнного відновлення енергосистеми України та враховуючи необхідність зниження нетехнологічних втрат електроенергії в розподільних електричних

мереж номінальною напругою 0,38 кВ актуальною визнана задача підвищення точності вимірювання електроенергії вузлом обліку в режимі зниженого навантаження на основі математичного моделювання невизначеності вимірювання з урахуванням статичних характеристик вимірювальних трансформаторів струму в умовах несиметрії навантажень фаз.

У другому розділі здійснено математичне моделювання невизначеності вимірювання електроенергії вузлом обліку при зниженому навантаженні. Показана можливість представлення вузла обліку сукупністю трьох вимірювальних каналів, що відповідають фазам. Аналіз статистичних параметрів напруги живлення дав змогу розглядати залежність спожитої за певний час активної енергії від діючих значень струмів фаз. Встановлено, що відносна похибка вузла обліку електроенергії з лічильниками трансформаторного підключення в режимі зниженого навантаження відповідає середньозваженим за струмами фаз відносним відхиленням за кожним вимірювальним каналом показів лічильника трансформаторного включення від лічильника прямого під'єднання. Для вимірювальних трансформаторів струму, як основних джерел невизначеності обліку електроенергії в режимі зниженого навантаження, висунуто гіпотезу про можливість представлення статичної характеристики при зниженому навантаженні вузла обліку лінійною регресійною моделлю.

Для оцінювання невизначеності відхилення величини показів лічильника трансформаторного включення від лічильника прямого включення за умови незмінного рівня навантаження одного з трьох вимірювальних каналів, при нульовому струмі двох інших каналів, запропоновано метод, що базується на підході до оцінювання невипадкової невизначеності з використанням теорії нечітких множин. Оцінювання невизначеності вимірювання при зміні струму вимірювального каналу здійснюється множиною нечітких функцій L–R типу, які відповідають множині рівнів довіри.

Представлення характеристик вимірювальних каналів нечіткими функціями дало змогу отримати фаззі-функцію, яка характеризує для заданих

значень фазних струмів невизначеність вимірювання електроенергії трифазним вузлом обліку. Побудова для такої фаззи-функції функції приналежності, що відповідає заданим значенням струму, дає підстави для визначення нечіткого інтервалу для вимірюваної величини при визначеному рівні довіри. Обґрунтовано використання граничного значення рівня довіри, який для конкретного вузла обліку визначається емпіричним шляхом.

У **третьому розділі** здійснено експериментальне оцінювання значень параметрів обґрунтованої математичної моделі для вузла обліку електроенергії в лабораторних умовах. Охарактеризовано структуру та параметри дослідницького стенда, умови проведення та результати експериментальних досліджень. В результаті застосування статистичних критеріїв до вибірових значень характеристики вимірювального трансформатора струму виявлено статистичну незначимість впливу коефіцієнта трансформації в межах заданого класу точності на характер залежності вторинного струму від первинного в режимі зниженого навантаження. З використанням статичної характеристики вимірювального трансформатора струму оцінено струмову похибку при заданому значенні первинного струму з урахуванням дестабілізуючих факторів.

За допомогою розробленого програмного забезпечення виконано апроксимацію експериментальних точок гілок функції приналежності при фіксованих значеннях струму для кожного вимірювального каналу. Для кожного рівня довіри з обраної множини межі нечітких функцій, що характеризують невизначеність вимірювання за кожним з вимірювальних каналів, апроксимовані сумою двох експонент.

На основі числових оцінок параметрів нечітких функцій для кожного каналу за допомогою нечіткого інтервалу оцінено невизначеність вимірювання електроенергії трифазним лабораторним вузлом обліку. Апроксимація гілок емпіричної функції приналежності такого нечіткого інтервалу при конкретних значеннях струму виконано поліномами третього (ліва гілка) та першого (права гілка) порядку.

Підтверджена адекватність результатів математичного моделювання експериментальним даним. Зіставлення аналітично отриманої функції приналежності для відносних відхилень показів вузла обліку з емпірично одержаною величиною такого відхилення дало змогу встановити граничне значення рівня довіри. В рандомізованих дослідах таке значення не було меншим від 0,54. При мінімально допустимому значенні 0,4 критерія адекватності отриманий результат є задовільним.

У **четвертому розділі** обґрунтовано напрямки практичної реалізації комп'ютерно-орієнтованого метода оброблення вимірювальної інформації в режимі зниженого навантаження. Розроблено прикладну комп'ютерну програму, яка, відповідно до значень робочих параметрів вузла обліку, оцінює найбільш можливий недооблік електроенергії та реальне споживання. Обґрунтовано можливість використання такої програми у складі автоматизованої системи обліку, передової вимірювальної інфраструктури, для вимірювального моніторингу вузла обліку сонячної електростанції, а також для оцінювання енергоефективності функціонування окремих споживачів електроенергії. При виявленні неприпустимого рівня недообліку електроенергії запропоновано виконувати технічне переоснащення вузла обліку або компенсацію дестабілізуючих факторів.

В **загальних висновках** підведено підсумки основних результатів теоретичних та експериментальних досліджень, виконаних у дисертаційній роботі.

Ключові слова: теорія невизначеностей, метрологічна характеристика, вимірювальна інформація, математична модель, вимірювальна інформаційна система, дестабілізуючі фактори, лічильник електроенергії, мікропроцесорна платформа, трансформатор струму, нечітка функція

Список публікацій здобувача:

Статті у фахових періодичних наукових виданнях, проіндексованих у базі даних Scopus:

1. Vasylets K., Kvasnikov V., Vasylets S. Refinement of the mathematical model of electrical energy measurement uncertainty in reduced load mode. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2022. Vol. 4 (8 (118)). Pp. 6–16. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2022.262260> (Scopus, Author ID 57203679415, ORCID: 0000-0002-7590-0754).

2. Vasylets K., Kvasnikov V., Vasylets S. Determining the static characteristic of a measuring current transformer at a reduced load of the metering unit. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2022. Vol. 5 (8 (119)). Pp. 13–20. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2022.265068> (Scopus, Author ID 57203679415, ORCID: 0000-0002-7590-0754).

Статті у фахових виданнях України:

3. Василюк К. С. Оцінювання точності вимірювання електричної енергії вузлом комерційного обліку. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2021. № 5 (158). С. 79–84. DOI: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-158-5-79-84>.

Опубліковані праці апробаційного характеру:

4. Василюк К. С., Квасніков В. П. Дослідження точності обліку електроенергії в області низьких навантажень. «ТАК»: телекомунікації, автоматика, комп'ютерно-інтегровані технології: зб. доповідей Всеукр. наук.-практ. конф. молодих вчених, 25-26 листопада 2020 р. ДВНЗ «ДонНТУ»; відп. ред. Г.В. Ступак. Покровськ: ДВНЗ «ДонНТУ», 2020. С. 148–150. URL: https://tak.donntu.edu.ua/wp-content/uploads/2021/01/ЗБІРНИК_ТАК_2020.pdf.

5. Василюк К. С., Квасніков В. П. Експериментальне дослідження функціонування лічильника електроенергії трансформаторного включення в режимі зниженого навантаження. *Збірник праць XVI Всеукраїнської науково-практичної конференції студентів, аспірантів та молодих вчених*

“Ефективність та автоматизація інженерних рішень у приладобудуванні”, 08-09 грудня 2020 р. К.: КПІ ім. І. Сікорського. 2020. С. 392–395. URL: https://pbf.kpi.ua/ua/wp-content/uploads/2021/03/inzh_rishenia_2020.pdf.

6. Vasylets K., Kvasnikov V. Estimation of electrical energy measurement uncertainty in reduced load mode. *Прикладні науково-технічні дослідження: матеріали V міжнар. наук.-прак. конф., 5-7 квіт. 2021 р.* Академія технічних наук України. Івано-Франківськ: Видавець Кушнір Г. М., 2021. С. 200–201. URL: https://ukrtsa.org.ua/wp-content/uploads/2022/02/ConferenceATSU_2021.pdf.

7. Vasylets K. S. Uncertainty of electricity measurement over single channel of the metering unit under reduced load. *POLIT. Challenges of science today*, 5–9 April 2021. P. 72–73. URL: <http://aki.nau.edu.ua/wp-content/uploads/Збірник-тез-2021.pdf>.

8. Василюк К. С., Квасніков В. П. Оцінювання невизначеності відхилення показів лічильників трансформаторного та прямого включення в режимі зниженого навантаження. *Інтегровані інтелектуальні робототехнічні комплекси (ІРТК-2021): Чотирнадцята міжнародна науково-практична конференція 18-19 травня 2021 р., Київ, Україна.* К.: НАУ, 2021. С. 69–71.

9. Василюк К. С., Квасніков В. П. Невизначеності вимірювання активної енергії в режимі зниженого навантаження. *Проблеми та перспективи розвитку сучасної науки: збірник тез доповідей Міжнародної науково-практичної конференції молодих науковців, аспірантів і здобувачів вищої освіти, м. Рівне, 13-14 травня 2021 року.* Рівне: НУВГП, 2021. С. 10–11. URL: <http://ep3.nuwm.edu.ua/21556/>.

10. Василюк К. С. Оцінювання недообліку електроенергії вузлом комерційного обліку при зниженому навантаженні. *Автоматизація, контроль та управління: пошук ідей та рішень (АКУ-2021): Збірник тез VII Всеукраїнської науково-технічної конференції молодих учених, аспірантів та студентів в м. Покровську 27 травня 2021 р.* Покровськ, ДонНТУ, 2021. С. 15–18. URL:

<https://donntu.edu.ua/wp-content/uploads/2021/06/%D0%90%D0%9A%D0%A3-2021.pdf>.

11. Kvasnikov V., Vasylets K. Operation of the transformer connected electricity meter in reduced load mode. *Scientific Collection «InterConf», (56): with the Proceedings of the 2nd International Scientific and Practical Conference «Science, Education, Innovation: Topical Issues and Modern Aspects» (May 11–12, 2021). Tallinn, Estonia: Ühingu Teadus juhatus, 2021. Pp. 300–303. URL: <https://archive.interconf.center/index.php/conference-proceeding/issue/view/11-12.05.2021>.*

12. Василець К. С. Оцінювання точності вимірювання електричної енергії вузлом комерційного обліку. *Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2021): тези доповіді V Міжнародної науково-технічної конференції 19.10.2021 – 21.10.2021 Вінниця, ВНТУ. С. 29–30. URL: https://conferences.vntu.edu.ua/public/files/okeu/okeu2021_publ.pdf.*

13. Василець К. С. Метод оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії вузлом комерційного обліку. *Моделювання, керування та інформаційні технології: матеріали V Міжнародної науково-практичної конференції. [Електронні видання]. Рівне: Національний університет водного господарства та природокористування, 2021. С. 114–116. DOI: <https://doi.org/10.31713/МСІТ.2021.36>.*

14. Василець К. С. Оцінювання невизначеність вимірювання електроенергії при зниженому навантаженні нечіткими інтервалами. Збірка наукових праць X Наукової конференції «Наукові підсумки 2021 року», 29 грудня 2021 р., м. Харків. С. 24. URL: https://entc.com.ua/download/Збірка_наукових_праць_Наукові_підсумки_2021.pdf.

15. Василець К. С., Квасніков В. П. Обґрунтування показника для оцінювання точності обліку електроенергії в режимі зниженого навантаження. Інтегровані інтелектуальні робототехнічні комплекси (ІРТК-2022). П'ятнадцята

міжнародна науково-практична конференція 17-18 травня 2022 р., Київ, Україна. К.: НАУ, 2022. С. 63–65.

16. Vasylets K. S. Mathematical modeling of influence of electricity metering unit phase loads on measurement uncertainty. Proceedings The Tenth World Congress "Aviation in the XXI-st century". Safety in Aviation And Space Technologies, September 28–30, 2022. Pp. 1.5.8–1.5.11. URL: <https://conference.nau.edu.ua/index.php/Congress/Congress2022/schedConf/presentations>.

17. Vasylets K., Vasylets S., Kylymchuk A. Research on accuracy of electrical energy measurement in microgrid for mine dewatering. *Technology transfer: fundamental principles and innovative technical solutions*. 2022. P. 24–26. DOI: <https://doi.org/10.21303/2585-6847.2022.002696>.

ABSTRACT

Vasylets K.S. Increasing the accuracy of electrical energy measurement in the reduced load mode. – As a manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy, specialty 152 – Metrology and information-measuring technics. – National Aviation University, Kyiv, 2023.

The following new scientific results were obtained in the dissertation work.

1. For the first time a mathematical model was obtained for estimating the uncertainty of electricity measurement by a metering unit in the reduced load mode using a fuzzy function, which takes into account the influence of the asymmetric currents values of the load phases at the fuzzy interval boundaries, which characterizes the measurement result at the limit confidence level.

2. The methodology for estimating the uncertainty of electricity measurement over single measuring channel of a metering unit has been improved, which, unlike the known ones, allows estimating the values of the parameters of set of L–R boundaries of the fuzzy function for a set of confidence levels characterizing the accuracy of electricity metering.

3. The static characteristics of the measuring current transformer of the electromagnetic type at a reduced load of the electricity metering unit were specified by a linear regression model, which differs from the known by universality, as it characterizes the measuring converter with an arbitrary transformation coefficient within the specified accuracy class.

The practical significance of the obtained results is as follows.

1. The proposed mathematical model for estimating the uncertainty of electricity measurement by a metering unit in the reduced load mode allows to improve the metrological characteristics of metering devices and increase the accuracy of electricity measurement.

2. A method of assessing the accuracy of electricity metering based on one measuring channel of the metering unit in the reduced load mode has been developed, which allows taking into account the influence of asymmetric currents of the load phases on the accuracy.

3. The obtained universal static characteristic of the measuring current transformer of the electromagnetic type ensures an increase in the accuracy of the formation of electricity bills in accordance with the readings of the transformer connected meter.

4. An applied computer program has been developed for estimating the underaccounting of electricity due to the presence of a reduced load mode based on the values of the operating parameters of the accounting unit, the use of which makes it possible to clarify financial calculations between energy supply companies and consumers for the consumed electricity.

The theoretical and practical achievements of the work have been implemented at "Solar Standard Solutions" LLC (Zaporizhia Region, Zaporizhia District, Petropavlivka Village) to improve the metrological characteristics of electricity metering devices when the amount of power generated by a solar power plant changes, as well as in the practice of evaluating electricity consumption by devices and systems at the Private Joint-Stock Company "Scientific-Production Association "Kyiv

Automation Plant" (Kyiv). In addition, the results of the dissertation work have been implemented in the educational process of the Department of Computerized Electrical Systems and Technologies of the National Aviation University.

The **introduction** substantiates the relevance of the topic, shows the connection of the work with scientific programs, plans, topics, substantiates the goal and tasks of the research, gives the object and subject, formulates the scientific novelty and practical significance of the obtained results, shows the implementation of the work results, outlines the personal contribution of the applicant for publications in co-authorship, information on the approval of the dissertation materials is given.

The **first chapter** analyzes the principle of electricity measurement, the measurement technologies and systems. The mass displacement of induction meters by digital means of measurement, whose operation is based on the use of the analog-digital conversion of signals from currents to voltages with a further software implementation of the algorithm for calculating the amount of electricity, takes place today. The accuracy of digital meters is determined by the metrological characteristics of the analog-to-digital converters and the processing features of discretized signals. The latest trends in the development of measurement information systems for the electric power industry indicate a transition from automated systems of commercial electricity accounting, which allow occasional remote access to meter readings, to Advanced Metering Infrastructure, which allows to analyse the statistical energy parameters. The latter, using "smart" meters, allows receiving measurement information in real time. The construction of measurement information systems for electricity accounting makes it possible to remotely control and correct errors of accounting means taking into account the dynamic range of the measurement, which transfers the implementation of the task of maintaining the given accuracy of accounting to the software level. Insufficient attention is paid in known studies to the issue of accounting accuracy in the reduced load mode.

The expediency of using the theory of fuzzy sets to estimate the non-random uncertainty of measurement results is substantiated. It has been established that in

known studies insufficient attention is paid to the accuracy of electricity measurement in the reduced load mode of the metering unit. As measurements at real facilities have shown, neglecting such a mode leads to significant losses for energy supply organizations, since underaccounting of electricity during such a mode can exceed 50%. In the context of the post-war restoration of the energy system of Ukraine and taking into account the need to reduce non-technological losses of electricity in distribution networks with a nominal voltage of 0.38 kV, the task of increasing the accuracy of electricity measurement by a metering unit in the reduced load mode based on mathematical modeling of measurement uncertainty, taking into account the static characteristics of measuring current transformers and asymmetry of phase loads, is recognized as relevant.

In the **second chapter**, mathematical modeling of the uncertainty of electricity measurement by the metering unit at reduced load is carried out. The possibility of representing the metering unit by a set of three measuring channels corresponding to the phases is shown. Analysis of statistical parameters of supply voltage made it possible to consider the dependence of the active energy consumed during the specific time on the values of the phase currents. It was established that the relative error of the electricity metering unit equipped with a meter of transformer type in the reduced load mode corresponds to the average weighted by phase currents relative deviation for each measuring channel of the readings of the transformer connected meter from the direct connected meter. For measuring current transformers, as the main sources of uncertainty of electricity accounting in the reduced load mode, a hypothesis is put forward about the possibility of representing the static characteristic at a reduced load of the metering unit by a linear regression model.

To estimate the uncertainty of the readings deviation of the transformer connected meter from the direct connected meter under the condition of an unchanged load level of one of the three measuring channels, with zero current of the other two channels, a method based on the approach to non-random uncertainty estimation using the theory of fuzzy sets is proposed. The estimation of the uncertainty of the

measurement when the current of the measuring channel changes is carried out by a set of fuzzy functions of the L–R type, which correspond to a set of confidence levels.

The representation of the measuring channels characteristics by fuzzy functions made it possible to obtain a fuzzy function, which characterizes the uncertainty of electricity measurement by a three-phase metering unit for given values of phase currents. The construction of a membership function for such a fuzzy function, which corresponds to the specified current values, provides grounds for determining the fuzzy interval for the measured quantity at a certain confidence level. The use of the threshold value of confidence level, which is determined experimentally for a specific metering node, is justified.

In the **third section**, an experimental evaluation of the parameter values of the justified mathematical model for the electricity metering unit was carried out in laboratory conditions. The structure and parameters of the research stand, conditions and results of experimental studies are characterized. As a result of the application of statistical criteria to the sample values of the measuring current transformer characteristics, the statistical insignificance of the influence of the transformation coefficient within the given accuracy class on the nature of the dependence of the secondary current on the primary in the reduced load mode was revealed. Using the static characteristics of the measuring current transformer, the current error at a given value of the primary current was estimated taking into account destabilizing factors.

Using the developed software, the experimental points of the branches of the membership function were approximated at fixed current values for each measuring channel. For each level of confidence from the selected set, the limits of fuzzy functions characterizing the measurement uncertainty for each of the measurement channels are approximated by the sum of two exponents.

On the basis of numerical estimates of the fuzzy functions parameters for each channel, the uncertainty of electricity measurement by a three-phase laboratory metering unit was estimated according to the fuzzy interval. Approximation of the branches of the empirical membership function for such fuzzy interval at specific

current values is performed by polynomials of the third (left branch) and first (right branch) order.

Adequacy of mathematical modeling results is confirmed by experimental data. Comparison of the analytically obtained membership function for the relative deviations of the metering unit readings with the empirically obtained value of such a deviation made it possible to establish the threshold value of the confidence level. In randomized experiments, this value was not less than 0.54. At the minimum permissible value of 0.4 of the adequacy criterion, the obtained result is satisfactory.

The **fourth chapter** substantiates the directions of practical implementation of the computer-oriented method of processing of measurement information in the reduced load mode. An applied software has been developed, which, according to the values of the operating parameters of the metering unit, estimates the most possible under-accounting of electricity and real consumption. The possibility of using such a software as part of an automated system of accounting, Advanced Measuring Infrastructure, for measuring monitoring of metering unit functioning of the solar power plant as well as to evaluate the energy efficiency of the functioning of individual electricity consumers is substantiated. When an unacceptable level of under-accounting of electricity is detected, it is suggested to carry out technical re-equipment of the metering unit or compensation of destabilizing factors.

The **general conclusions** summarize the main results of theoretical and experimental research, which are carried out in the dissertation.

Key words: uncertainty theory, metrological characteristic, measurement information, mathematical model, measurement information system, destabilizing factors, electricity meter, microprocessor platform, current transformer, fuzzy function

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	2
ABSTRACT.....	11
ВСТУП.....	21
РОЗДІЛ 1 СУЧАСНИЙ СТАН МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	30
1.1 Характеристика принципу, методів та засобів вимірювання електричної енергії	30
1.2 Точність вимірювання електроенергії вузлом обліку.....	40
1.3 Трансформатори струму у складі вузла обліку як джерела невизначеності вимірювань.....	44
1.4 Критичний аналіз методів оцінювання невизначеності результатів вимірювань.....	48
1.5 Постановка наукового завдання. Мета і задачі дослідження.....	55
Висновки по розділу 1.....	57
РОЗДІЛ 2 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ ВИМІРЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ВУЗЛОМ ОБЛІКУ ПРИ ЗНИЖЕНОМУ НАВАНТАЖЕННІ	58
2.1 Вузол обліку електроенергії в режимі зниженого навантаження як вимірювальний перетворювач.....	59
2.2 Обґрунтування показника для оцінювання точності обліку електроенергії в режимі зниженого навантаження.....	63
2.3 Статистичне оцінювання статичної характеристики вимірювального трансформатора струму при зниженому первинному струмі.....	70
2.4 Метод оцінювання невизначеності відхилення показів лічильників за одним вимірювальним каналом.....	71

	18
2.4.1 Оцінювання невизначеності вимірювання при фіксованому струмі вимірювального каналу.....	73
2.4.2 Нечітка залежність точності обліку за вимірювальним каналом від величини струму.....	79
2.5 Оцінювання значень параметрів нечіткої функції, що характеризує невизначеність вимірювання електроенергії трифазним вузлом обліку.....	82
2.6 Математична модель для оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії під час зниженого навантаження вузла обліку.....	85
Висновки по розділу 2.....	89
РОЗДІЛ 3 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНА ІДЕНТИФІКАЦІЯ ЗНАЧЕНЬ ПАРАМЕТРІВ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ДЛЯ ОЦІНЮВАННЯ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ ВИМІРЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	90
3.1 Експериментальний стенд для дослідження точності вимірювання електроенергії в режимі зниженого навантаження.....	90
3.2 Характеристики вимірювальних трансформаторів струму в області низьких навантажень.....	94
3.2.1 Умови проведення та результати експериментальних досліджень статичної характеристики вимірювальних трансформаторів струму.....	94
3.2.2 Вплив номінального коефіцієнта трансформації на статичну характеристику трансформатора струму	96
3.2.3 Оцінювання параметрів статистичної моделі статичної характеристики вимірювального трансформатора струму.....	99
3.2.4 Невизначеність вимірювання струму трансформатором електромагнітної конструкції при зниженому первинному струмі.....	104

3.3 Експериментальне оцінювання значень параметрів математичної моделі, що оцінює невизначеність вимірювання за кожним з вимірювальних каналів.....	108
3.4 Емпіричне обґрунтування рівня довіри для нечіткої функції, що описує невизначеність вимірювання.....	119
Висновки по розділу 3.....	122
РОЗДІЛ 4 ПІДВИЩЕННЯ ТОЧНОСТІ ВИМІРЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ВУЗЛОМ ОБЛІКУ.....	124
4.1 Розроблення програмного забезпечення для оцінювання недообліку електроенергії в режимі зниженого навантаження.....	124
4.2 Сфери практичного застосування програмного забезпечення.....	126
4.3 Обґрунтування практичних рекомендацій щодо підвищення точності обліку електроенергії.....	128
Висновки по розділу 4.....	129
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	130
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	132
ДОДАТОК А. Акти впровадження результатів дисертаційної роботи.....	151
ДОДАТОК Б. Додаткова інформація щодо організації експериментальних досліджень.....	156
ДОДАТОК В. Результати експериментальних досліджень статичної характеристики вимірювальних трансформаторів струму при зниженому навантаженні вузла обліку.....	160
ДОДАТОК Д. Програма для коваріаційного аналізу статичної характеристики вимірювальних трансформаторів струму.....	169
ДОДАТОК Е. Результати експериментальних досліджень точності обліку за вимірювальним каналом фази А вузла обліку.....	176
ДОДАТОК Ж. Лістинг програмного забезпечення для обрахування параметрів нечітких функцій, що характеризують вимірювальні канали вузла обліку.....	182

ДОДАТОК З. Результати обрахування параметрів нечітких функцій для вимірювальних каналів вузла обліку.....	191
ДОДАТОК И. Програмне забезпечення EMRL для оцінювання недообліку електроенергії в режимі зниженого навантаження.....	194
ДОДАТОК К. Список публікацій здобувача за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації.....	202

ВСТУП

Актуальність теми

Вимірювання електричної енергії є основою функціонування енергоринку та взаємодії енергопостачальних компаній зі споживачами, що визначається «Кодексом комерційного обліку електроенергії» [1]. Впровадження розумного обліку електроенергії з передачею вимірювальної інформації в реальному часі передбачено «Концепцією впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року» [2].

Під час функціонування розподільних мереж мають місце втрати, величина яких визначає експлуатаційну ефективність мережі і прибутковість енергопостачальної компанії. Існуючі методики дають змогу оцінити технологічні втрати [3]. Нетехнологічні втрати, до яких відносять крадіжки, шахрайство, недоліки обліку електроенергії, можуть становити 15–18% [4]. Організаційні заходи, що проводяться енергопостачальниками та операторами електромережі на постійній основі, дозволяють суттєво зменшити перші три причини виникнення нетехнологічних втрат. Водночас недоліки вузлів обліку спричиняють зниження точності вимірювання, що ускладнює фінансові розрахунки між споживачами та постачальниками електроенергії. В умовах підвищення вартості електроенергії в країнах ЄС протягом 2022 року (для 16 членів – більше 200%, для 9 – більше 100% у порівнянні з 2021 р. [5]) похибки обліку призводять до невиправданих фінансових витрат як постачальників, так і споживачів електроенергії.

До складу вузла обліку електроенергії можуть входити лічильники електричної енергії, трансформатори струму, трансформатори напруги, устаткування автоматичного відключення чи обмеження потужності, засоби захисту (автоматичні вимикачі або запобіжники), вторинні кола струму і напруги та інші допоміжні засоби (тестові блоки, перетворювачі імпульсів, блоки живлення, обладнання дистанційної передачі даних тощо). Клас точності таких

приладів визначає точність обліку тільки в нормованому режимі роботи [6]. Під час експлуатації мають місце випадки функціонування вузла обліку в режимі зниженого навантаження, коли струм через вимірювальні трансформатори є меншим від нормованого (відповідає декільком відсоткам від номінальної величини). Суттєве скорочення споживання електроенергії було зафіксовано на фоні пандемії COVID-19 [7]. Впровадження енергоощадних технологій на промислових підприємствах знижує величини струмів, через що параметри вимірювальних трансформаторів виявляються завищеними. Режим зниженого навантаження спостерігається у нічний час, під час планових або аварійних простоїв виробничого обладнання, у вихідні та святкові дні, при зниженні обсягів виробництва тощо.

В режимі зниженого навантаження основним джерелом невизначеності вимірювання є похибки вимірювальних трансформаторів струму, що функціонують в зоні ненормованої, відповідно до [6], відносної похибки. Крім того, точність вимірювання знижується через незначні струми вторинних кіл трансформаторів струму, величини яких наближаються до межі чутливості лічильника. Може мати місце порушення вимог п. 1.5.17 Правил улаштування електроустановок [8] щодо допустимих рівнів струму у вторинній обмотці вимірювального трансформатора струму.

Вагомий внесок у дослідження точності вимірювання електроенергії внесли Dimchev V., Kaczmarek M., Lesniewska E., Manish G. Wath, Olencki A., Варський Г.М., Праховник А.В., Таранов С.Г., Тесик Ю.Ф., Ціделко В.Д. та інші вчені. Удосконалення методів оцінювання невизначеності вимірювань за допомогою нечітких величин здійснили Ferrero A., Salicone S., Gil M.A., Kreinovich V., Urbanski M., Wang C., Васілевський О.М., Величко О.М., Дьомін Д.О., Єременко В.С., Квасніков В.П. та багато інших вчених. Дослідження невизначеності вимірювання електроенергії проводилися в багатьох наукових центрах України: Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», НТУ «Харківський

політехнічний інститут», Вінницький національний технічний університет, НУ «Львівська політехніка», Національний авіаційний університет, ДП «Укрметртестстандарт», а також в університетах Італії (Politecnico di Milano), Іспанії (Universidad de Oviedo), США (University of Texas at El Paso), Польщі (Warsaw University of Technology, Lodz University of Technology, University of Zielona Góra), КНР (Bohai University) та інших країн.

Обсяг електроенергії, спожитий за певний часовий інтервал, обраховують за показами лічильника з урахуванням коефіцієнтів трансформації вимірювальних трансформаторів струму. Смарт лічильники містять реєстр для запису коефіцієнтів трансформації за напругою та струмом, то ж покази лічильника в цьому випадку містять абсолютні величини енергії з урахуванням коефіцієнтів трансформації. При цьому зміна таких коефіцієнтів в режимі зниженого навантаження не береться до уваги, що призводить до суттєвих похибок вимірювання, наслідками яких є фінансові втрати енергопостачальної компанії. Зміни виробничих умов, які відбиваються на точності обліку електроенергії, не стимулюють споживачів ініціювати оновлення вимірювального обладнання. Водночас мають виконуватися вимоги щодо допустимого навантаження трансформаторів струму, які встановлено ПУЕ, зокрема, п.1.5.17. Також мають виконуватися вимоги щодо відповідності вузла обліку електроенергії проєктним рішенням, що регулюються Кодексом комерційного обліку електричної енергії, зокрема, п.5.1.15, п.6.4. При цьому науково обґрунтована оцінка невизначеності вимірювання електроенергії при зниженому навантаженні стане ефективним інструментом для стимулювання споживачів до забезпечення нормованого режиму роботи вузлів обліку.

Таким чином, необхідність підвищення рентабельності енергопостачальних компаній в умовах повоєнного відновлення енергосистеми України та висока вартість електроенергії обумовлюють наукову та практичну актуальність підвищення точності вимірювання електричної енергії для обліку в розподільних електромережах напругою 0,38 кВ.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами

Дисертаційна робота виконувалася на кафедрі комп'ютеризованих електротехнічних систем та технологій Національного авіаційного університету, відповідно до Закону України № 3715-VI «Про пріоритетні напрями інноваційної діяльності в Україні», зокрема, за напрямом «Освоєння нових технологій транспортування енергії, впровадження енергоефективних, ресурсозберігаючих технологій, освоєння альтернативних джерел енергії». Також авторка була виконавцем Науково-дослідної роботи «Вимірювання та облік електричної енергії із застосуванням вимірювальних трансформаторів струму в умовах зниженого навантаження» (Національний університет водного господарства та природокористування на замовлення ПрАТ «Рівнеобленерго», UA20-2020-01328/000 від 03.09.2020 р., договір №4-778 від 28.08.2020 р.).

Мета і завдання дослідження

Метою дослідження є підвищення точності вимірювання електроенергії вузлом обліку в режимі зниженого навантаження на основі математичного моделювання невизначеності вимірювання з урахуванням статичних характеристик вимірювальних трансформаторів струму в умовах несиметрії навантажень фаз.

Для досягнення цієї мети необхідно вирішити наступні завдання:

- уточнити статичну характеристику вимірювального трансформатора струму електромагнітного типу в режимі зниженого навантаження вузла обліку електроенергії;
- розробити метод оцінювання залежності меж нечіткого інтервалу, що характеризує невизначеність вимірювання електроенергії за одним вимірювальним каналом вузла обліку при зниженому навантаженні, від величини струму;
- удосконалити математичну модель для оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії за час функціонування трифазного вузла обліку при зниженому навантаженні з урахуванням величин струмів фаз.

Об'єктом дослідження є процес вимірювання електроенергії трифазним вузлом обліку у складі лічильника електроенергії та вимірювальних трансформаторів струму електромагнітного типу у розподільних електромережах номінальною напругою 0,38 кВ.

Предмет дослідження - невизначеність вимірювання електроенергії за час функціонування електроприймачів в режимі зниженого навантаження.

Методи дослідження. Під час оцінювання параметрів статичної характеристики вимірювальних трансформаторів струму в режимі зниженого навантаження використовувалися: методи коваріаційного аналізу, що дозволили встановити суттєвість впливу параметрів окремих вимірювальних трансформаторів струму на характер регресійної залежності та оцінити її параметри; аналіз регресійних залишків – для перевірки доцільності обраної регресійної моделі при описі статичної характеристики трансформаторів струму; статистичні критерії Ст'юдента, Фішера, Колмогорова-Смірнова, Дарбіна-Уотсона – для перевірки статистичних гіпотез. Оцінювання не випадкової невизначеності вимірювання електроенергії за одним вимірювальним каналом вузла обліку здійснювалося з використанням теорії нечітких множин. Поліноміальна апроксимація експериментальних значень функції приналежності вимірюваної величини здійснювалася за критерієм мінімуму чебишевської норми нев'язки. При апроксимації меж нечітких функцій використовувався метод найменших квадратів, для чисельної реалізації якого застосовано симплекс метод Нелдера-Міда мінімізації функції декількох змінних.

Наукова новизна отриманих результатів:

– вперше отримано математичну модель для оцінювання нечіткою функцією невизначеності вимірювання електроенергії вузлом обліку в режимі зниженого навантаження, яка враховує вплив величин несиметричних струмів фаз навантаження на межі нечіткого інтервалу, що характеризує результат вимірювання при граничному рівні довіри;

– удосконалено методику оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії за одним вимірювальним каналом вузла обліку, яка, на відміну від відомих, дозволяє оцінювати значення параметрів множини L–R меж нечіткої функції для множини рівнів довіри, що характеризує точність обліку електроенергії;

– уточнено статичну характеристику вимірювального трансформатора струму електромагнітного типу при зниженому навантаженні вузла обліку електроенергії лінійною регресійною моделлю, яка відрізняється від відомих універсальністю, оскільки характеризує вимірювальний перетворювач з довільним коефіцієнтом трансформації в межах заданого класу точності.

Достовірність наукових положень, висновків і рекомендацій доведена обґрунтованістю прийнятих припущень, використанням апробованих методів теоретичних досліджень, встановленням адекватності результатів теоретичних досліджень експериментальним даним.

Практичне значення отриманих результатів полягає у наступному.

1. Запропонована математична модель для оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії вузлом обліку в режимі зниженого навантаження дозволяє покращити метрологічні характеристики засобів обліку та підвищити точність вимірювання електроенергії.

2. Розроблено метод оцінювання точності обліку електроенергії за одним вимірювальним каналом вузла обліку в режимі зниженого навантаження, який дає змогу враховувати вплив на точність несиметричних струмів фаз навантаження.

3. Одержана універсальна статична характеристика вимірювального трансформатора струму електромагнітного типу забезпечує підвищення точності формування рахунків за електроенергію відповідно до показів лічильника трансформаторного підключення.

4. Розроблена прикладна комп'ютерна програма для оцінювання недообліку електроенергії через наявність режиму зниженого навантаження за

значеннями робочих параметрів вузла обліку, використання якої дає змогу уточнити фінансові розрахунки між енергопостачальними компаніями та споживачами за спожиту електроенергію.

Теоретичні і практичні здобутки роботи впроваджено на ТОВ «Сонячні стандарти рішення» (Запорізька обл., Запорізький район, с. Петропавлівка) для покращення метрологічних характеристик засобів обліку електроенергії при зміні величини потужності, що генерується сонячною електростанцією, а також – у практиці оцінювання споживання електроенергії приладами і системами на Приватному акціонерному товаристві «Науково-виробниче об'єднання «Київський завод автоматики» (м. Київ). Крім того, результати дисертаційної роботи впроваджено у навчальний процес кафедри комп'ютеризованих електротехнічних систем та технологій Національного авіаційного університету.

Особистий внесок здобувача

Усі наукові положення та результати, що виносяться на захист, отримані здобувачем самостійно. З наукових праць, опублікованих у співавторстві, в роботі використані ті результати, що є результатом особистої праці здобувача.

Особистий внесок здобувача у праці, опубліковані у співавторстві, зі списку публікацій за темою дисертації (додаток К): [1] – запропоновано методику оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії за одним каналом вузла обліку, що базується на підході до оцінювання невипадкової невизначеності з використанням теорії нечітких множин, та уточнено математичну модель для оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії при зниженому навантаженні за допомогою нечіткої функції; [2] – оцінено параметри лінійної статистичної моделі, що описує статичну характеристику вимірювального трансформатора струму при зниженому навантаженні вузла обліку; [4] – проаналізовано залежність відносної похибки обліку електроенергії від первинного струму вузла обліку на основі експериментальних даних; [5] – оцінено параметри регресійної залежності вторинного струму від відносного значення первинного струму трансформаторів струму в режимі зниженого

навантаження; [6] – обґрунтовано доцільність оцінювання невизначеності вимірювання електричної енергії в режимі зниженого навантаження з використанням нечіткої функції L-R типу; [8] – запропоновано апроксимувати межі нечіткої функції, що характеризує невизначеність вимірювання електроенергії одним каналом трифазного лічильника трансформаторного ввімкнення, сумою експонент при заданому рівні довіри; [9] – уточнено емпіричні оцінки меж нечіткої функції, що характеризує один канал вузла обліку при зниженому навантаженні; [11] – оцінено збіжність результатів лабораторного та натурального експериментів з оцінки відносної похибки обліку електроенергії; [15] – встановлено аналітичну залежність відносної похибки вузла обліку електроенергії в режимі зниженого навантаження від середньозважених за струмами фаз відносних похибок вимірювальних каналів; [17] – встановлено оцінки значень параметрів лінійної регресії, що пов'язує вторинний та первинний струми вимірювальних трансформаторів.

Апробація матеріалів дисертації

Основні положення дисертаційної роботи доповідалися, обговорювалися та отримали схвалення на наступних наукових конференціях: Всеукраїнська науково-практична конференція молодих учених «ТАК: Телекомунікації, Автоматика, Комп'ютерно-інтегровані технології» (Покровськ, 2020 р.); XVI Всеукраїнська науково-практична конференція студентів, аспірантів та молодих вчених «Ефективність та автоматизація інженерних рішень у приладобудуванні» (Київ, 2020 р.); V Міжнародна науково-практична конференція «Прикладні науково-технічні дослідження» (Івано-Франківськ, 2021 р.); XXI Міжнародна науково-практична конференція здобувачів вищої освіти і молодих учених «Політ. Сучасні проблеми науки» (Київ, 2021 р.); XIV, XV Міжнародні науково-практичні конференції «Інтегровані інтелектуальні робототехнічні комплекси» (Київ, 2021 р., 2022 р.); Міжнародна науково-практична конференція молодих науковців, аспірантів і здобувачів вищої освіти «Проблеми та перспективи розвитку сучасної науки» (Рівне, 2021 р.); VII Всеукраїнська науково-технічна

конференція молодих учених, аспірантів та студентів «Автоматизація, контроль та управління: пошук ідей та рішень» (Покровськ, 2021 р.); The 2nd International Scientific and Practical Conference «Science, Education, Innovation: Topical Issues and Modern Aspects» (Tallinn, 2021); V Міжнародна науково-технічна конференція «Оптимальне керування електроустановками» (Вінниця, 2021 р.); V Міжнародна науково-практична конференція «Моделювання, керування та інформаційні технології» (Рівне, 2021 р.); X Наукова конференція «Наукові підсумки 2021 року» (Харків, 2021 р.); The Tenth World Congress «Aviation in the XXI-st century. Safety in Aviation And Space Technologies» (Kyiv, 2022); The 6th Annual Conference «Technology transfer: fundamental principles and innovative technical solutions» (Tallinn, 2022).

Публікації

Основні положення дисертації опубліковані у 17 друкованих працях, з них 3 – у фахових виданнях України (з яких 2 наукові праці – у періодичних наукових виданнях, проіндексованих у базі даних Scopus), 14 – матеріали і тези доповідей на конференціях.

Структура і обсяг дисертації

Дисертаційна робота складається з анотації, вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел та додатків. Загальний обсяг дисертації складає 208 сторінок. Основний зміст викладено на 113 сторінках, який містить 34 рисунки і 2 таблиці. Робота містить список використаних джерел (140 найменувань) на 19 сторінках і 6 додатків на 58 сторінках.

РОЗДІЛ 1 СУЧАСНИЙ СТАН МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Даний розділ присвячено аналізу сучасного стану комерційного обліку електроенергії в розподільних електромережах номінальною напругою 0,38 кВ. Проаналізовано принцип вимірювання електроенергії, критично розглянуто методи його реалізації. Проаналізовано засоби вимірювання – лічильники індукційного та електронного типів. Досліджено розвиток вимірювальних інформаційних систем обліку електроенергії, особливості організації віддаленого контролю точності обліку та перевірки лічильників в автоматичному режимі. Проаналізовано джерела похибок вимірювання трансформаторів струму та способи їх компенсації. Здійснено аналіз методів оцінювання невизначеності вимірювань, на основі чого виявлено переваги методу нечітких інтервалів. Обґрунтовано актуальність дослідження точності обліку електроенергії в режимі зниженого навантаження в контексті впровадження розумних електромереж під час повоєнного відновлення вітчизняної енергетичної інфраструктури.

1.1 Характеристика принципу, методів та засобів вимірювання електричної енергії

Базовий принцип вимірювання електроенергії полягає у неперервному інтегруванні за часом потужності навантаження. Миттєва потужність p , що характеризує швидкість споживання енергії в електромережі змінного струму, відповідає добутку миттєвих значень напруги u та струму i :

$$p = u \times i. \quad (1.1)$$

Наявність фазового зсуву φ між миттєвими значеннями напруги та струму, що визначається реактивною складовою навантаження, призводить до повернення частини спожитої енергії до мережі протягом періоду. Така частина енергії не здійснює корисної роботи та характеризується реактивною потужністю $Q = U \times I \times \sin \varphi$. Активна потужність P (одиниця вимірювання – Вт)

характеризує середнє значення потужності за період T , яка споживається навантаженням, та визначається добутком середньоквадратичних значень напруги U , струму I та коефіцієнта потужності $\cos\varphi$ [9]:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T \dot{p} dt = U \times I \times \cos\varphi. \quad (1.2)$$

За період часу $(t_1; t_2)$ навантаження споживає активну енергію W (одиниця вимірювання – Вт·с), яка відповідає означеному інтегралу від активної потужності:

$$W = \int_{t_1}^{t_2} \dot{P} dt. \quad (1.3)$$

Реалізація залежностей (1.2) та (1.3) є на сьогоднішній день найбільш поширеним принципом вимірювання енергії, який вперше був реалізований в кінці XIX ст. у лічильнику Шелленбергера (Oliver Blackburn Shallenberger) [10]. З того часу індукційний лічильник напротязі майже 100 років удосконалювався і лишався єдиним серійним засобом вимірювання. Індукційний принцип розглянемо на прикладі однофазного лічильника. Принцип дії трифазного індукційного лічильника не відрізняється від однофазного. В основу роботи однофазного індукційного лічильника покладено використання двох котушок, рис. 1.1 [11]: магнітний потік Φ_U котушки напруги 1 пропорційний напрузі мережі U , а магнітний потік Φ_I струмової котушки 2 – струму навантаження I . Котушки розташовані над обертовим диском 3 з немагнітного матеріалу (алюміній), в якому наводяться вихрові струми. Останні створюють момент, що обертає диск. Момент M і, відповідно, частота ω обертання диска пропорційні активній потужності P (1.2). Лічильний механізм 4 механічного типу здійснює дві функції: інтегрування частоти обертання диска, тобто вимірюної потужності, відповідно до (1.3); збереження та відображення результату вимірювання – активної енергії.

Розширення діапазону вимірювання здійснюється шляхом застосування електромагнітних перетворювачів, а саме – вимірювальних трансформаторів струму та напруги [12]. Серійні лічильники індукційного типу виготовляються в однофазному або трифазному виконанні. До переваг реалізації принципу вимірювання активної енергії лічильником індукційного типу відноситься простота конструкції, можливість масового виготовлення.

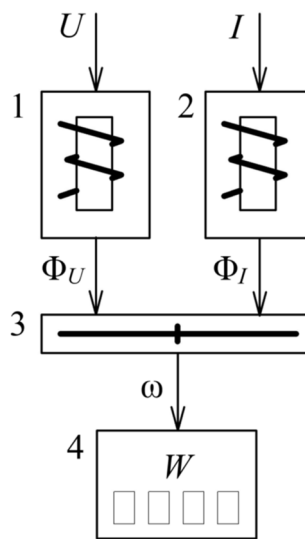


Рис. 1.1. Структурна схема вимірювання електроенергії однофазним лічильником індукційного типу: 1 – катушка напруги; 2 – струмова катушка; 3 – немагнітний диск; 4 – лічильний механізм

Недоліками є низька точність та чутливість, нестабільність метрологічних характеристик через наявність механічних елементів конструкції, низька захищеність від несанкціонованих втручань в роботу вимірювального механізму, обмежена величина струму, що вимірюється. Також має місце суттєве підвищення похибки вимірювання зі зниженням струму при тривалій експлуатації: для лічильників, що функціонували протягом 10 років, похибка вимірювання досягає 4,6% при струмі 10% від номінального значення [11]. Перелічені недоліки обумовлюють відмову від використання індукційних лічильників [13].

Розвиток мікроелектронної елементної бази зумовив впровадження методу аналого-цифрового перетворення у вимірювання електроенергії, зокрема – для вимірювання величини струму та напруги [14]. В електронному (статичному) лічильнику аналогового типу обчислене на основі результатів вимірювання поточне значення активної потужності перетворюється у частоту слідування електричних імпульсів, що надходять до лічильного механізму електромеханічного або електронного типів, рис. 1.2. Останній виконує функції обчислення енергії шляхом інтегрування потужності та збереження результату. Серійно випускаються мікросхеми, що забезпечують вимірювання потужності вказаним методом, зокрема, серії AD775x компанії Analog Devices [15]. У вітчизняних розподільних мережах широко використовуються статичні лічильники типів NIK 2301 (трифазний), NIK 2102-02 (однофазний). До переваг електронного лічильника, порівняно з індукційним, слід віднести вищу точність, знижене власне споживання енергії. Недоліком є низька захищеність від втручання в роботу лічильника з метою крадіжки електроенергії. Такі засоби вимірювання почали впроваджуватися з 1980-х років і зараз активно витісняються цифровими лічильниками електроенергії.

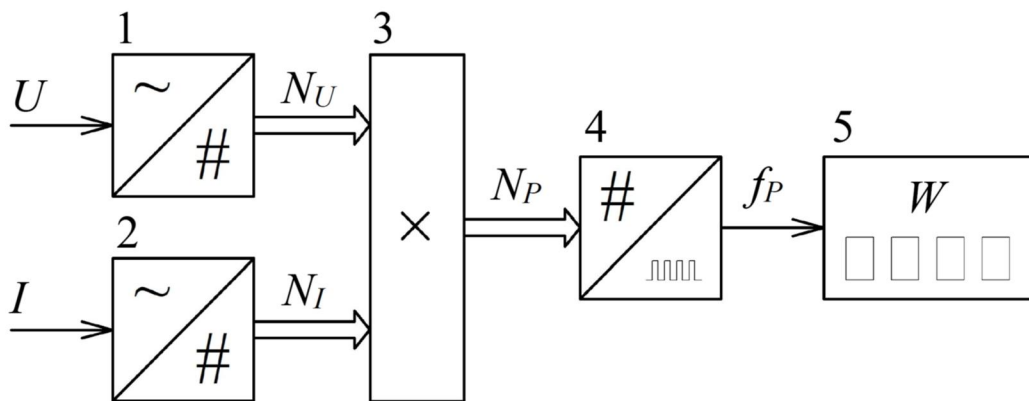


Рис. 1.2. Структурна схема вимірювання електроенергії однофазним електронним лічильником аналогового типу: 1, 2 – аналого-цифрові перетворювачі, що вимірюють напругу та струм, відповідно; 3 – блок обчислення потужності; 4 – перетворювач коду в частоту імпульсів; 5 – лічильний механізм

Метод вимірювання електроенергії цифровим лічильником полягає у аналого-цифровому перетворенні миттєвих значень струмів та напруг з подальшим цифровим обробленням даних [16]. За дискретними відліками напруги $u[n]$ та струму $i[n]$ активна енергія може бути обчислена як [17]:

$$W = \frac{\sum_{n=0}^N u[n] \times i[n]}{F_s}, \quad (1.4)$$

де N – кількість відліків; $F_s = F_t / (P_r + 1)$ – частота дискретизації; F_t – частота таймера з уставкою лічильного регістра P_r .

При вимірюванні енергії в мережі промислової частоти 50 Гц найчастіше висувається вимога врахування до 20 гармоніки, тобто мають забезпечуватися вимірювання на частоті 1 кГц. Відповідно до теореми Найквіста, частота дискретизації має становити щонайменше 2 кГц. В більшості цифрових лічильників частота дискретизації дорівнює 4 кГц.

Точність вимірювання суттєвим чином визначається метрологічними характеристиками аналого-цифрових перетворювачів (АЦП) [18], серед яких найбільше застосування знайшли перетворювачі типів сигма-дельта та послідовного наближення. Через високу вартість АЦП можливе використання одного перетворювача з вхідним аналоговим мультиплексором, рис. 1.3. Також відомо про виготовлення цифрових лічильників, що здійснюють одночасний облік електроенергії декількох споживачів [19].

В цифрових лічильниках електроенергії реалізація принципу вимірювання переноситься на програмний рівень і здійснюється мікропроцесором (мікроконтролером) загального призначення, або спеціальним сигнальним процесором. Така програмна реалізація передбачає деяку модифікацію залежностей (1.2) та (1.3) з урахуванням особливостей оброблення дискретизованих сигналів [20]. Активний розвиток цифрових алгоритмів обчислення енергії починається з 1990-х років. Відомо про розроблення багатьох алгоритмів для вимірювання складових потужності і, відповідно, енергії в

часовій та частотній областях. Зокрема, в роботі [21] з використанням дискретного перетворення Фур'є для двох вибірок вимірних значень визначається спектральний склад напруги та струму. На основі оброблення дійсної та уявної частин обох спектрів, в реальному часі одержують складові потужності.

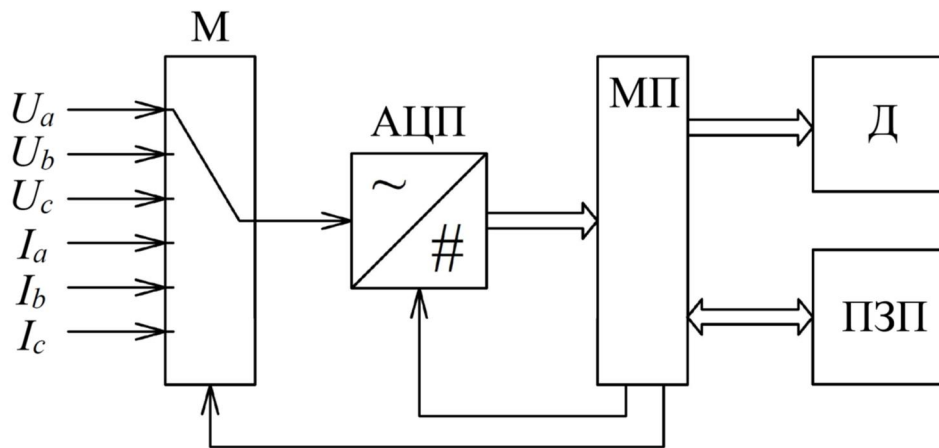


Рис. 1.3. Структурна схема вимірювання електроенергії трифазним лічильником цифрового типу з вхідним аналоговим мультиплексором та одним АЦП: М – мультиплексор; МП – мікропроцесор; Д – дисплей; ПЗП – постійний запам'ятовувальний пристрій

Удосконалення методів обчислення потужності за цифровими відліками струму та напруги тривало у 2000-х роках в напрямку підвищення точності за наявності високочастотних складових та зміни частоти вимірюваних величин. Це пояснюється широким розповсюдженням у промисловості частотно-керованих електроприводів. Наприклад, запропонований у [22] алгоритм вимірювання активної потужності передбачає використання фільтрів з нескінченною імпульсною характеристикою для виділення складових сигналів за напругою та струмом при мінімізації шумів. Загальна оцінка активної потужності визначається із застосуванням адаптивного фільтра нижніх частот вказаного типу для усереднення миттєвих значень потужності.

До переваг цифрових лічильників відноситься висока точність, широкі функціональні можливості (вимірювання активної, реактивної, повної енергії, струмів, напруг, коефіцієнта потужності тощо, в тому числі – з урахуванням вищих гармонік), високий рівень захисту від зовнішнього втручання в процес вимірювання. До недоліків слід віднести низьку завадостійкість від електромагнітних завад за вимірювальними колами. На вітчизняному ринку представлені цифрові лічильники типів NIK 2300, GAMA 300 тощо.

Успіхи у розробленні цифрових протоколів віддаленого обміну даними зробили можливим побудову автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), що стимулювало розбудову енергоринку України відповідно до прийнятої у 2000 р. концепції [23]. Основним завданням таких систем є комерційний облік виробництва, постачання і споживання електричної енергії в реальному масштабі часу [24]. Зі збільшенням обсягу даних обліку електроенергії питанням їх верифікації, валідації для забезпечення фінансових розрахунків за електроенергію, точності, повноти, цілісності та достовірності приділяється все більша увага [25].

Перші цифрові лічильники електроенергії, що використовувалися у складі АСКОЕ, мали елементарні комунікаційні можливості, найчастіше – провідний інтерфейс на основі RS-485. Американським національним інститутом стандартизації було прийнято стандарти ANSI C12.18 [26] та ANSI C12.21 [27], що описують протокол зв'язку з лічильником через оптичний порт ANSI Type 2 або модем. Європейські лічильники випускаються з інтерфейсом віддаленого зчитування показників відповідно до стандарту Meter-Bus [28]. Використання виробниками різних протоколів ускладнювало обмін даними. Впорядкування побудови уніфікованих вимірювальних інформаційних систем, зокрема – в межах електропідстанцій, стало можливим після прийняття в 2003 році Міжнародною електротехнічною комісією першої редакції стандарту IEC-61850 [29], що впроваджується в Україні відповідними ДСТУ, починаючи з 2014 року. Стандарт визначає формати потоків даних та види інформації при реалізації

функцій вимірювання, моніторингу, захисту та управління. Лічильники електроенергії, що працюють за ІЕС–61850 у складі цифрових підстанцій, безпосередньо не виконують функцію вимірювання струму та напруги. Натомість інформація про значення вимірюваних величин надходить від цифрових давачів за Ethernet-мережею у вигляді пакетів даних [30]. При такому підході лічильник, на основі одержаних даних, обраховує величину потужності та спожиту за певний час енергію. Покладання функцій вимірювання контрольованих величин на окремі від лічильника давачі у складі цифрової підстанції визначає необхідність оцінювання точності такого способу вимірювання [31]. Для зчитування вимірювальної інформації з розумних лічильників електроенергії використовуються протоколи ІЕС 61107, ІЕС 62056. Однак, найбільш вживаним мережевим стандартом для обміну даними з розумними лічильниками є Open Smart Grid Protocol (OSGP), яким користуються більше 5 млн. розумних засобів вимірювання у всьому світі [32]. Також для побудови вимірювальних інформаційних систем все ширше використовується технологія TCP/IP.

Широке впровадження в останні 15–20 років відновлювальних джерел енергії, побудова електромереж micro grid та smart grid [33] призвели до необхідності виділення окремого класу лічильників електроенергії – «розумних» (smart) засобів вимірювання [34], рис. 1.4. Характерною особливістю розумних лічильників електроенергії є можливість двостороннього обміну даними, що дає змогу реалізувати концепцію передової вимірювальної інфраструктури (Advanced Metering Infrastructure) [35]. Остання дозволяє зчитувати вимірювальну інформацію в реальному часу, а також надсилати до лічильника (та відображати на екрані) динамічну ціну (time-based pricing), забезпечувати керування попитом на електроенергію (demand response) з метою зниження попиту і, відповідно, ціни на електричну енергію в пікові години, дистанційно відключати споживача [36]. Можливість двостороннього обміну інформацією є основною відмінністю передової вимірювальної інфраструктури від АСКОЕ.

Однак, під час використання розумних лічильників електроенергії можуть виникати проблеми зі стабільною передачею інформації [37].

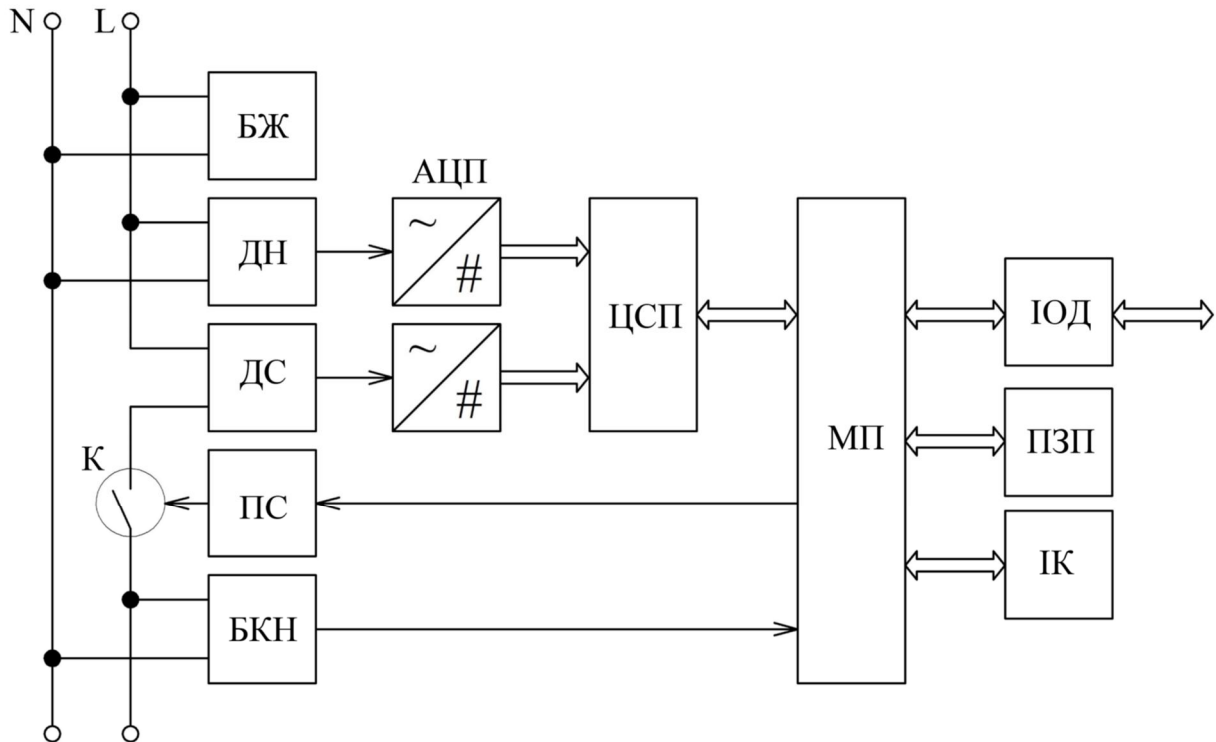


Рис. 1.4. Структурна схема вимірювання електроенергії однофазним розумним лічильником: АЦП – аналого-цифровий перетворювач; БЖ – блок живлення; БКН – блок контролю навантаження; ДН – давач напруги; ДС – давач струму; ІК – інтерфейс користувача; ІОД – інтерфейс обміну даними; К – комутаційний апарат; МП – мікропроцесор; ПЗП – постійний запам'ятовувальний пристрій; ПС – підсилювач сигналу; ЦСП – цифровий сигнальний процесор

На сьогодні в електромережах інтенсивно впроваджуються пристрої вимірювання комплексної амплітуди (Phasor Measurement Unit), які вважаються однією з ключових складових майбутніх мереж [38]. Наприклад, пристрій RES670 компанії АВВ, РМ180 фірми SATEC та інші. На відміну від традиційного вимірювання діючих значень напруги та струму, такі пристрої забезпечують оцінювання положення комплексних векторів. Струм (або

напруга) мережі зображується динамічним вектором $\bar{\mathbf{X}}$ зі змінною амплітудою та частотою:

$$\bar{\mathbf{X}}(t) = a(t) \times e^{j\varphi(t)}, \quad (1.5)$$

де $a(t) = \frac{X_m \times g(t)}{\sqrt{2}}$ – амплітуда динамічного вектора; $X_m \times g(t)$ – модульована амплітуда сигналу, що вимірюється; $\varphi(t)$ – фаза вектора.

При цьому пристрої вимірюють дискретизовані з періодом T_s значення вектора (1.5), що описуються залежністю:

$$\bar{\mathbf{X}}(nT_s) = a(nT_s) \times \exp[j(\omega_0 nT_s + \varphi(nT_s))], \quad n=0,1,2,\dots \quad (1.6)$$

Шляхом множення на $e^{-j\omega_0 nT_s}$ обертовий вектор (1.6) зупиняють, одержуючи в результаті дискретизовані значення $\bar{\mathbf{X}}(nT_s) = a(nT_s) \times e^{j\varphi(nT_s)}$ нерухомого комплексного вектора для струму та напруги, за якими аналізують стан мережі. Оцінювання фази комплексних векторів здійснюється синхронізовано з системою глобального позиціонування (Global Positioning System, GPS), що забезпечує єдність вимірювань в різних точках електромережі. Результати вимірювання за допомогою вказаних пристроїв використовуються, окрім захисту електромереж, також для обліку активної, реактивної та повної енергії [39].

Таким чином, в цифрових та розумних лічильниках електроенергії принцип вимірювання реалізовано на програмному рівні, що розширює гнучкість засобу вимірювання при комерційному обліку, оскільки дозволяє вимірювати складові повної потужності по чотирьом квадрантам, підвищує точність обліку за рахунок врахування вищих гармонійних складових. Реалізація концепції передової вимірювальної інфраструктури дозволяє передавати та обробляти вимірювальну інформацію в режимі реального часу, що розширює функціональні можливості обліку електроенергії.

1.2 Точність вимірювання електроенергії вузлом обліку

Для вимірювання з метою комерційних розрахунків за електричну енергію мають використовуватися засоби вимірювальної техніки, що відповідають вимогам Кодексу комерційного обліку [1], Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність» [41] та іншим нормативно-правовим актам. Комерційний облік електроенергії в розподільних мережах номінальною напругою 0,38 кВ здійснюється за допомогою вузлів обліку, до складу яких входять засоби вимірювальної техніки: лічильник та вимірювальні трансформатори струму [40]. Первинні обмотки (виводи P_1 , P_2) електромагнітних вимірювальних трансформаторів струму ТА1–ТА3 включаються в розрив фазних проводів, а вторинні (S_1 , S_2) під'єднуються до струмових кіл лічильника РІ1 електроенергії, рис. 1.5.

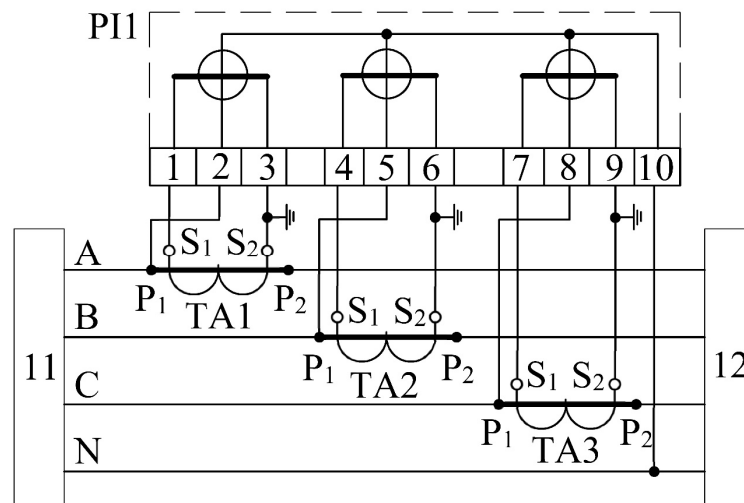


Рис. 1.5. Принципова електрична схема трифазного вузла обліку електроенергії: 1–10 – затискачі лічильника електроенергії; 11 – електромережа напругою 0,38 кВ; 12 – навантаження

Глобальний ринок розумних лічильників електроенергії за 2021 рік був оцінений у 25 млрд. доларів США, за 2022 рік – більше 28 млрд. доларів. До 2030 року очікується розширення ринку до 55 млрд. доларів при річному приросту

близько 11% [42]. На ринку України представлені лічильники вітчизняних виробників (ТОВ «НІК», м. Київ; ТОВ «АДД-Енергія», м. Київ; ТОВ «Телекарт-Прилад», м. Одеса; ТОВ «Телекомунікаційні технології», м. Одеса; ТОВ «Харківський електротехнічний завод «Енергоміра», м. Харків; СП ЗАТ «Елвін», м. Київ) та закордонних компаній (Itron-Actaris, Франція; Iskramesco, Словенія; Landis+Gyr, Швейцарія; ADD Grup, Молдова тощо).

Мінімальні вимоги до класу точності та функціональності лічильників і вимірювальних трансформаторів у складі вузлів обліку визначаються п. 5.13 Кодексу комерційного обліку електричної енергії [1]. Зокрема, для мереж низької напруги (до 1 кВ) при приєднаній потужності навантаження до 160 кВА лічильник має бути класу точності не нижче 2,0, вимірювальні трансформатори струму – не нижче 0,5 S. При цьому дозволяється використовувати засоби вимірювальної техніки вищого класу точності.

Границі похибки статичного лічильника активної енергії класів точності 1 та 2 визначаються ДСТУ EN 62053-21:2018 [43], класів точності 0,2 S та 0,5 S – ДСТУ EN 62053-22:2018 [44]. Зокрема, при підключенні лічильника класу точності 1 без трансформатора струму в діапазоні струмів від 2% до 5% від номінального значення при активному навантаженні відносна похибка лічильника має лежати в межах $\pm 1,5\%$.

Найчастіше у складі вузлів обліку розподільних електромереж використовують трансформатори струму електромагнітного типу, але відомі пропозиції використовувати котушку Роговського [45] або давачі на ефекті Холла. В двох останніх випадках при нелінійному навантаженні похибка обліку може перевищувати 300% та 50%, відповідно [46]. Обсяг глобального ринку вимірювальних трансформаторів струму для лічильників електроенергії за 2022 рік становить близько 300 млн. доларів США та зростатиме до 2028 року [47]. У складі вузлів обліку електроенергії такі трансформатори забезпечують масштабування струму, що дозволяє використовувати універсальні лічильники електроенергії в мережах з різними рівнями навантаження. Допустимі похибки

вимірювання, що визначаються класом точності трансформатора струму, забезпечуються лише в нормованому діапазоні первинних струмів [6]. Номінальний первинний струм такого трансформатора рекомендується обирати на 10–40% вище за розрахований робочий струм [48].

У вимірювальних інформаційних системах обліку електроенергії набув поширення метод визначення метрологічних характеристик системи на основі нормування метрологічних характеристик окремих елементів вимірювального каналу. Сумарна відносна похибка δ вимірювального каналу може бути визначена на основі відносних похибок вимірювального трансформатора струму δ_{TA} , лінії передачі сигналу вимірювальної інформації δ_{ln} та лічильника δ_{em} відповідно до залежності [49]:

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{TA}^2 + \delta_{ln}^2 + \delta_{em}^2} . \quad (1.7)$$

Експериментальним шляхом встановлено, що перевантаження за струмом лічильника трансформаторного підключення на понад 70% характеризується знаходженням похибки вимірювання в допустимих межах. Перевищення струму навантаження на 80% супроводжується похибками від 3,1% до 3,5%. Встановлено виникнення похибок обліку, що перевищують 9%, при двократному перевищенні фактичним струмом номінального первинного струму вимірювальних трансформаторів [50].

Функціонування розумних лічильників електроенергії у складі передової вимірювальної інфраструктури актуалізувало питання дистанційного, без фізичного доступу до лічильника, оцінювання точності обліку і автоматичного виявлення засобів вимірювання, похибка яких виходить за допустимі межі. Зокрема, відомо метод онлайн оцінювання похибки розумного лічильника на основі масиву щоденних показників, що передбачає виділення похибки обліку, незмінних втрат, втрат в лініях [51]. Оцінювання похибки лічильника споживача можливе на основі аналізу показів вузлового лічильника в деревоподібній топології шляхом кластеризації методом k-середніх та регуляризації [52]. Також

відома пропозиція оцінювати похибку цифрового лічильника електроенергії, що враховує похибки аналого-цифрового перетворення та передачі даних, за допомогою методу Монте-Карло [53]. Для виявлення викидів (результатів вимірювання, що виділяються із загальної вибірки) через дію зовнішніх шумів та збурень використовують удосконалений метод локальних коефіцієнтів викидів (improved local outlier factor method) [54]. При цьому пропонується знаходити об'єднану оцінку похибки вимірювання та зовнішніх збурень з використанням регресії опорних векторів (kernel support vector regression). Також запропоновано метод виявлення виходу за припустимі межі похибок розумних лічильників шляхом застосування множинної лінійної регресії до даних, що надходять з передової вимірювальної інфраструктури, із залученням регуляризації Тихонова та оптимізації на основі генералізованої перехресної перевірки в розподільній мережі деревоподібної структури [55].

Відомі розробки у напрямку віддаленого калібрування та перевірки розумних лічильників електроенергії, що мають замінити стандартні методи (ват-секундний, з використання цифрового джерела тощо). Зокрема, запропоновано включити до складу лічильника калібрувальну схему зі стабілізованим джерелом напруги для здійснення віддаленого калібрування в автоматичному режимі [56]. Інший підхід передбачає оцінювання точності вимірювання на основі аналізу даних, що надходять з лічильника, з використанням рекурсивного алгоритму [57].

Останніми роками велика увага приділяється оцінюванню показників надійності функціонування розумних лічильників та дослідженню впливу старіння на точність обліку. Відомо про використання методу Монте-Карло та дерева відмов для прогнозування надійності та напрацювання на відмову розумних лічильників електроенергії [58]. Запропоновано метод для оцінювання похибки вимірювання електроенергії, що враховує деградацію елементів розумного лічильника під впливом зовнішніх факторів (температура, вологість, струмове навантаження в робочому режимі). Для апроксимації характеристики

деградації залучена нейромережа прямого розповсюдження [59]. Також відомо метод оцінювання похибки вимірювання для розумних лічильників, що базується на модифікованому методі зворотного поширення помилки (back propagation) для нейронної мережі [60]. Метод дає змогу виявляти лічильники з аномально великими значеннями похибки.

Таким чином, ефективність функціонування енергоринку визначається точністю комерційного обліку, що залежить від метрологічних характеристик лічильників електроенергії та вимірювальних трансформаторів. Побудова вимірювальних інформаційних систем обліку електроенергії дозволяє дистанційно контролювати та коригувати похибки засобів обліку, що переносить реалізацію задачі підтримання заданої точності обліку на програмний рівень передової вимірювальної інфраструктури. У відомих дослідженнях аналізуються похибки, що супроводжують перевантаження лічильників за струмом, водночас питанню точності обліку в режимі зниженого навантаження приділено недостатньо уваги.

1.3 Трансформатори струму у складі вузла обліку як джерела невизначеності вимірювань

З точки зору точності вимірювань трансформатор струму характеризується наступними параметрами [6]: похибкою коефіцієнта масштабного перетворення струму (струмовою похибкою), похибкою кута фазового зсуву, повною похибкою, похибкою виткового коефіцієнта тощо.

Причина виникнення струмової похибки трансформатора струму полягає у відхиленні дійсного коефіцієнта трансформації від номінального. Номінальна струмова похибка ε визначається як арифметична різниця між приведеним до первинного кола вторинним струмом $k_r \times I_s$ та первинним струмом I у відсотках від останнього, а саме:

$$\varepsilon = \frac{k_r \times I_s - I}{I} \times 100\% , \quad (1.8)$$

де $k_r = I_{pr} / I_{sr}$ – номінальний коефіцієнт трансформації; I_{pr} , I_{sr} – номінальні первинний та вторинний струм вимірювального трансформатора, відповідно.

Відома залежність для оцінювання величини струмової похибки за параметрами магнітної системи вимірювального трансформатора струму [61]:

$$\varepsilon = \frac{33,8 \times l_m \times z_s^{0,6} \times I_{sr}^{1,2}}{(I / I_{pr})^{0,4} \times f^{0,6} \times F_{pr}^{1,6} \times S_m^{0,6}} \times \sin(\psi + \alpha) \times 100\%, \quad (1.9)$$

де l_m – середня довжина магнітного потоку в магнітопроводі; z_s – імпеданс вторинного кола та вторинної обмотки; f – частота змінного струму; F_{pr} – модуль вектора первинної магніторушійної сили; S_m – перетин магнітопроводу; ψ – кут втрат; α – кут зсуву фаз між вторинною електрорушійною силою та вторинним струмом.

Кутова похибка відповідає куту між векторами первинного і вторинного струмів при такому виборі їх напрямків, щоб для ідеального трансформатора струму цей кут дорівнює нулю. Кутова похибка визначається з урахуванням модулів векторів магніторушійних сил намагнічування, F_0 , та первинної обмотки, F_1 , відповідно до залежності:

$$\delta = \frac{F_0}{F_1} \cos(\psi + \alpha). \quad (1.10)$$

Кутова похибка може бути оцінена за конструктивними параметрами вимірювального трансформатора струму наступним чином [61]:

$$\delta = \frac{119332 \times l_m \times z_s^{0,6} \times I_{sr}^{1,2}}{(I / I_{pr})^{0,4} \times f^{0,6} \times F_{pr}^{1,6} \times S_m^{0,6}} \times \cos(\psi + \alpha). \quad (1.11)$$

Конструктивні параметри та умови функціонування магнітної системи суттєвим чином впливають на величини похибок вимірювальних трансформаторів струму. Зокрема, при збільшенні первинного струму до рівня 100% – 120%, струмова на кутова похибки досягають найменшої величини, збільшуючись при подальшому збільшенні струму. Пониження вторинного

струму, а також зменшення потужності навантаження вторинної обмотки, зменшує похибки обох видів. Збільшення коефіцієнта потужності навантаження збільшує кутову похибку та зменшує струмову.

Відомо про розроблення математичних моделей вимірювальних трансформаторів струму для оцінювання струмової та кутової похибок, зокрема – із залученням коефіцієнтів чутливості для вираження невизначеності вимірювання [62].

Найбільша струмова похибка ε в діапазоні значень номінального первинного струму та номінальних навантажень вторинних кіл вимірювального трансформатора визначає клас точності останнього. Для вимірювальних трансформаторів класів точності 0,1, 0,2, 0,5 та 1,0 струмова похибка нормується, починаючи від відносного значення первинного струму 5 %, при якому вона має становити, відповідно: 0,4%, 0,75%, 1,5%, 3,0% [63]. Для класів точності 0,2 S та 0,5 S струмова похибка нормується від $I=1\%$, і при такому струмі ε становить 0,75% та 1,5%, відповідно.

Статична характеристика ідеального вимірювального трансформатора струму є лінійною:

$$I_s(I) = I / k_r. \quad (1.12)$$

Враховуючи ідеальну характеристику (1.12) у залежності (1.8) можна встановити, що для ідеального трансформатора струму струмова похибка є нульовою: $\varepsilon=0$. Для реальних трансформаторів струму при первинному струмі з нормованого діапазону використання характеристики (1.12) призводить до похибок вимірювання (1.8), які є припустимими для заданого класу точності.

Струмова похибка вимірювальних трансформаторів струму чинить суттєвий вплив на точність обліку електроенергії [64]. Похибки виникають через спотворення статичної характеристики $I_s(I)$ трансформатора струму в нормованих режимах роботи. Зокрема, в роботі [65] стверджується, що похибки до 3,4% можуть виникати через вищі гармоніки в кривій струму. Проте існує протилежна думка. Шляхом відтворення реальних кривих струму через

трансформатор та оцінювання повної похибки, в [66] встановлено несуттєвий вплив несинусоїдного струму на точність вимірювання (похибка не перевищувала допустиму для класу точності). Також в якості суттєвих факторів вказують на температуру та магнітні властивості осердя трансформатора [67].

У [49] стверджується, що в області малих навантажень результуюча похибка вимірювального тракту вузла обліку може досягати від -30% до -90% . Тому автори пропонують враховувати залежності похибок обліку від струму для корекції результатів вимірювання в автоматичному режимі. На точність обліку, особливо в області низьких первинних струмів (до 10% від номіналу) вимірювального трансформатора, суттєво впливає матеріал, з якого виготовлено сердечник. Для холоднокатаної сталі струмова похибка становить від -3% до $-5,5\%$. Похибка може бути знижена в середньому до -1% при використанні сердечника з нанокристалічних матеріалів або їх комбінації зі сталлю [68]. Для мінімізації похибки при функціонуванні в нестандартних умовах може використовуватися багатообмотковий трансформатор струму [69].

Відомо декілька способів зниження похибок вимірювальних трансформаторів струму. Класичні методи засновані на властивості феромагнітних матеріалів змінювати свою магнітну проникність залежно від магнітної індукції. Для зниження похибок можливо штучно змінювати магнітну індукцію в магнітопроводі, тим самим зменшуючи його магнітну проникність. Також відомі способи компенсації похибок випрямленням кривої намагнічення або шляхом додаткового підмагнічування магнітопроводу. Інноваційні способи передбачають програмну компенсацію похибок. Зокрема, відомо спосіб введення поправок до вимірних значень модуля і фази вектора струму [70]. Також відома пропозиція використати штучну нейронну мережу, що натренована в різних режимах роботи трансформатора струму, для формування сигналу компенсації похибок [71]. Існує пропозиція використовувати коригуючі коефіцієнти [72]. Крім того, сигнал керування може забезпечувати компенсацію постійної складової струму, що вимірюється [73].

Запропоновані технічні рішення щодо компенсації похибки, яка виникає при експлуатації вимірювальних трансформаторів струму, орієнтовані на функціонування трансформатора в режимі перевантаження за первинним струмом. Існуючі рішення не можуть в повній мірі забезпечити компенсацію викривлення статичної характеристики в режимі зниженого первинного струму. Така обставина не дає змоги вирішити задачу підтримання необхідної точності комерційного обліку електроенергії при зниженому рівні силового навантаження. Все це дозволяє стверджувати, що доцільним є уточнення статичної характеристики вимірювального трансформатора струму при зниженому навантаженні вузла обліку як теоретичну основу функціонування систем компенсації струмової похибки у вказаному режимі.

1.4 Критичний аналіз методів оцінювання невизначеності результатів вимірювань

Для вираження недосконалості результатів вимірювання використовується поняття невизначеності. Вперше такий термін замість поняття «похибка» був впроваджений 1995 р. у «Настанові з оцінювання невизначеності вимірювань» (Guide to the expression of uncertainty in measurement, GUM) [74], відповідальність за впровадження якого на міжнародному рівні покладена на Об'єднаний комітет з керівних документів у метрології (Joint Committee for Guides in Metrology). Відповідно до GUM, п. 3.3.1, невизначеність результату вимірювання відображає брак точної інформації про значення вимірюваної величини. При цьому результат вимірювання після виключення систематичних впливів все одно лишається тільки оцінкою значення вимірюваної величини, оскільки джерелом невизначеності є випадкові збурення та недосконалість врахування систематичних впливів. Основна відмінність такої концепції від концепції похибки полягає у виключенні з аналізу поняття невідомого істинного значення вимірюваної величини, яке заміняється поняттям невідомої сукупності значень вимірюваної величини, кожне з яких адекватно відображає дійсність [75].

Положення GUM та похідних стандартів щодо оброблення результатів вимірювання впроваджені в Україні в ході гармонізації вітчизняних нормативних документів в галузі метрології з ЄС [76]. Стандартизація методів оцінювання та вираження невизначеності вимірювань відкрила широкі можливості українським компаніям для міжнародної кооперації, в тому числі – в галузі систем комерційного обліку електроенергії [77]. Зокрема, у ДСТУ ISO/IEC Guide 98-1:2018 [78], ДСТУ ISO/TS 21749:2013 [79] невизначеність вимірювання (uncertainty of measurement) визначена як «параметр або оцінка параметра, пов'язаний з результатом вимірювання та характеризує дисперсію значень, які можна обґрунтовано приписати вимірюваній величині». В Законі України «Про метрологію та метрологічну діяльність» [41] терміни «похибка» та «невизначеність» вимірювань вживаються синонімічно, як, наприклад, у ст. 1, п. 5.

Існує точка зору, згідно якої у порівнянні з концепцією істинного значення концепція непевності краще обґрунтована теоретично і більше наближена до практики сьогодення [80]. При цьому виникали сумніви щодо доцільності повної заміни концепції «похибка» концепцією «невизначеності», зокрема для вираження недосконалості вимірювальних приладів [81].

Оцінювання невизначеності вимірювання може здійснюватися апріорно та апостеріорно (рис. 1.6). В першому випадку (оцінювання невизначеності за типом В) беруть до уваги всі можливі джерела невизначеності, враховують максимально можливі значення збурень, що спотворюють результат вимірювання, для найгірших умов навколишнього середовища [82]. Зокрема, у [83] встановлено суттєвий вплив параметрів вимірювальних трансформаторів на точність функціонування вузла обліку, особливо – при зміні коефіцієнта потужності навантаження. Також експериментально встановлено зниження точності обліку електроенергії через несинусоїдність навантаження [84], особливо якщо навантаженням є світлодіодні лампи [85]. Отримані апріорні оцінки невизначеності можуть набагато перевищувати фактичні значення.

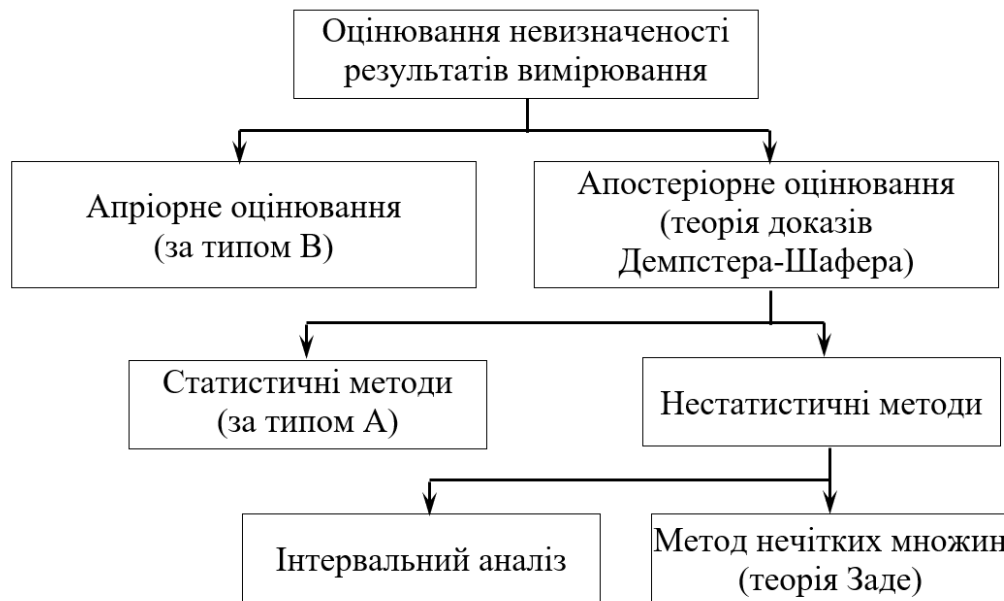


Рис. 1.6. Класифікація методів оцінювання невизначеності результатів вимірювання

Стандартні невизначеності за типом В виражають інтервалом припустимого закону розподілу для заданого рівня довіри [86]. Наприклад, в роботі [87] апріорні дані використовуються для оцінки складових невизначеності вимірювання частоти та діючого значення напруги за допомогою засобів мікропроцесорної техніки, причинами яких є аналого-цифрове перетворення сигналу, залежність частоти опорного сигналу від температури середовища, затримка аналогового компаратора тощо.

Апостеріорне оцінювання невизначеності результатів вимірювань базується на загальних положеннях теорії доказів Демпстера-Шафера (Dempster-Shafer evidence theory), що були закладені Гленном Шафером (Glenn Shafer) у 1976 р. в роботі [88] на основі більш ранніх праць Артура Демпстера (Arthur Dempster). Ця теорія закладає загальні основи міркувань з невизначеністю [89]. В рамках такої теорії невизначеність результатів вимірювань може бути оцінена за допомогою двох підходів [90]. Перший підхід передбачає застосування

методів теорії імовірностей та математичної статистики, другий – теорії можливостей [91].

Методи теорії імовірностей та математичної статистики (оцінюванням невизначеності за типом A) є основними при оцінюванні невизначеності у GUM, а також стандартах [78, 79, 92]. Оцінку невизначеності подають у формах стандартної, комбінованої стандартної або розширеної невизначеностей [93]. Стандартна невизначеність виражається у вигляді середньо квадратичного відхилення [75]. В разі опосередкованих вимірювань за наявності різних джерел невизначеності користуються комбінованою стандартною невизначеністю, яка визначається як корінь з суми зважених за впливом на результат дисперсій або коваріацій вимірюваних величин. Розширена невизначеність є інтервальною оцінкою результату вимірювання, що покриває більшу частину розподілу значень, які можуть бути обґрунтовано приписані вимірюваній величині, причому ширина інтервалу визначається обраним рівнем довіри [94].

Застосування статистичних методів є широко розповсюдженими у метрологічній практиці, оскільки дає змогу оцінити невизначеність, спричинену як випадковими, так і систематичними чинниками на основі результатів повторних спостережень [95], особливо у випадку домінування випадкових складових невизначеності. Однак, в разі переважання (або неможливості виключення) систематичної складової невизначеності, що має місце в багатьох практичних випадках, особливо якщо така складова є невідомою, ефективність застосування статистичних методів знижується [96]. Крім того, існують жорсткі вимоги до кількості вимірювань для гарантування надійної оцінки невизначеності [93]. Однак, вибірка потрібного обсягу не завжди може бути отримана під час вимірювань з причин технічного, фінансового або організаційного характеру. Також до недоліків статистичного підходу слід віднести суттєве ускладнення віднайдення комбінованої невизначеності зі збільшенням кількості факторів. Крім того, така невизначеність недоступна для оцінювання при неможливості опису неперервною функцією залежності між

вихідною та вхідними вимірюваними величинами. Відомо спосіб обчислення невизначеності вимірювання шляхом комбінування оцінок за типами А та В [97]. Однак такий підхід не позбавлений перелічених недоліків статистичних методів.

Подолати недоліки статистичного підходу при обробленні даних вимірювань, особливо при обмеженому обсязі експериментального матеріалу, дає змогу застосування положень теорії можливостей з використанням нечітких множин [98]. Вперше така теорія була розроблена в 1970х роках Лотфі Заде [99]. Відповідний математичний апарат, що є узагальненням інтервальної арифметики [100], дозволяє коректно описувати систематичну складову невизначеності вимірювань. Особливо ефективно нечіткі величини можуть бути застосовані при обробленні даних у вимірювальних інформаційних системах об'єктів електроенергетики, оскільки дозволяють розв'язати питання неоднозначності, інтервальності інформації без застосування поняття похибки, випадковості без використання положень теорії імовірностей [101]. Нечіткі множини дають змогу узагальнювати невизначеності, що виражені нечіткими величинами для різних вимірюваних параметрів.

В практичній діяльності широко використовуються нечіткі числа L–R типу [102], особливо – трикутні нечіткі числа, як їх окремий випадок. Якщо $L(x)$ та $R(x)$ є лінійними функціями, що задовольняють умовам $\{x | 0 < L(x) < 1\}$ та $\{x | 0 < R(x) < 1\}$, відповідне L–R нечітке число є трикутним [103]. Трикутне нечітке число x визначається трьома дійсними параметрами (a ; b ; c), причому $a < b < c$, і характеризується функцією приналежності, рис. 1.7, виду:

$$\mu(x) = \begin{cases} (x - a) / (b - a), & \text{при } a \leq x \leq b; \\ (c - x) / (c - b), & \text{при } b < x \leq c; \\ 0 & \text{в інших випадках.} \end{cases} \quad (1.13)$$

Оцінювання, відповідно до функції приналежності, нечіткого інтервалу, що відповідає результату вимірювання, здійснюється для заданого рівня довіри

$\lambda \in [0; 1]$. Для визначеного значення λ рівня довіри нечіткий інтервал становить $[a_{\lambda} \text{ ; } c_{\lambda}]$, рис. 1.7 [104].

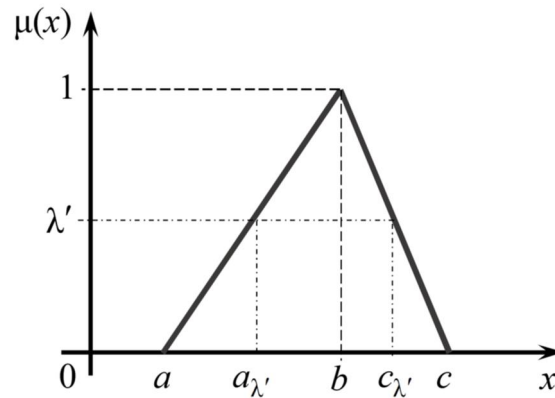


Рис. 1.7. Функція приналежності трикутного нечіткого числа

Трикутна форма функції приналежності використовується при описі результатів вимірювань, що характеризуються симетричним унімодальним розподілом. Особливо зручно подавати результати прямих вимірювань у вигляді трикутних чисел, коли вони в подальшому використовуються для розрахунку непрямих величин [105].

Нечіткий інтервал, що представляє невизначеність вимірювання, може бути розкладений на дві складові [106]: нечіткий систематичний інтервал (fuzzy systematic interval), що використовується для представлення систематичної складової невизначеності вимірювання; нечіткий несистематичний інтервал (fuzzy nonsystematic interval), який представляє випадкову складову невизначеності, рис. 1.8.

Багато відомих методів агрегування (t-норми, t-конорми, середнє тощо) можуть бути використані для нечітких множин [107]. В роботі [108] для агрегування вимірюваних величин, що виражені за допомогою нечітких величин, використано математичні операції додавання та множення. Перенесення математичних операцій з чітких множин на нечіткі дає змогу принцип розширення Заде. Зокрема, в роботі [104] за допомогою t-норм розв'язується

задача визначення комбінованої невизначеності двох вимірюваних величин, які описані трикутними нечіткими числами з відомими функціями приналежності.

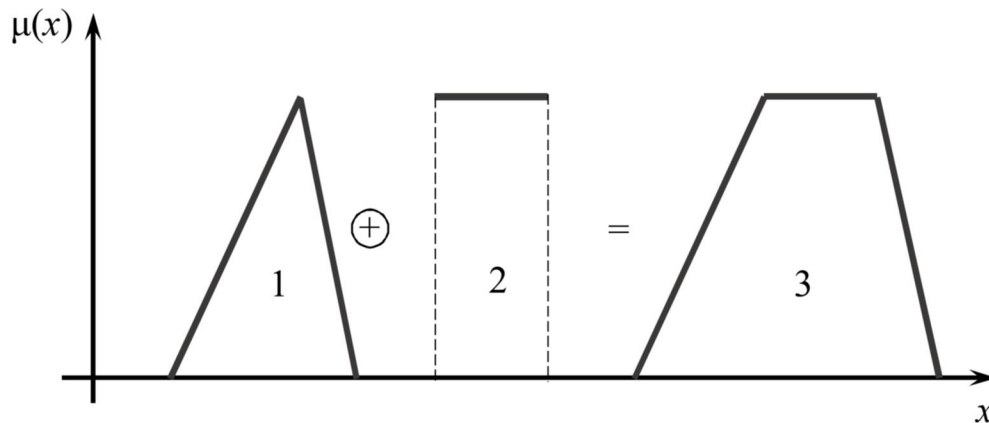


Рис. 1.8. Графічне представлення функцій приналежності результату вимірювання (3), що включає випадкову (1) та систематичну (2) складові невизначеності [106]

В останні десятиліття активно розвивається нечітка теорія імовірностей (fuzzy probability theory), яка може виявитися ефективною при оцінюванні невизначеності вимірювань електроенергії розумними лічильниками, оскільки забезпечує теоретичну основу для моделювання невизначеності, яка лише частково характеризується випадковістю та не піддається лише імовірнісному моделюванню через недостатню точність або обсяг даних [109].

Таким чином, більшість відомих досліджень невизначеності вимірювання електроенергії лічильниками використовують статистичні методи аналізу експериментальних даних. Такий підхід є виправданим при дослідженнях функціонування вузла обліку в нормованому діапазоні навантажень. Проте дослідження невизначеності вимірювання електроенергії в режимі зниженого навантаження потребує значно більшого часу на проведення кожного з експериментів, що знижує обсяг експериментальних вибірок. Як свідчить аналіз літератури, невідповідну невизначеність результатів вимірювання можливо оцінити з використанням теорії нечітких множин. Це дозволить збільшити

точність комерційного обліку електроенергії в режимі зниженого навантаження. Застосування результатів математичного моделювання невизначеності вимірювання електроенергії підвищить коректність фінансових розрахунків між споживачами та постачальниками електроенергії.

1.5 Постановка наукового завдання. Мета і задачі дослідження

Відповідно до «Енергетичної стратегії України на період до 2035 року», одним з основних пріоритетів розвитку енергетичної галузі є зниження втрат енергії при її передачі та розподілі. Особливу актуальність це набуло з приєднанням енергосистеми до ENTSO-E. За 9 місяців 2021 року величина загальних технологічних втрат енергії в електромережах України становила 11,1 млрд. кВт·год, або 10,6% від загального відпуску електроенергії в мережу [110]. В умовах повоєнного відновлення енергетичної системи України питання зниження втрат електроенергії стоїть особливо гостро, оскільки дозволить зменшити фінансові витрати енергопостачальних компаній, спрямувавши заощаджені кошти на відновлення електромереж.

Впровадження смарт обліку електричної енергії передбачено «Концепцією впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року» [2]. Водночас в ході попередніх досліджень виявлено суттєві необліковані втрати електроенергії через недостатню точність вимірювання цифровими лічильниками трансформаторного ввімкнення в режимі зниженого навантаження вузла обліку. Зокрема, за допомогою ПрАТ «Рівнеобленерго» протягом вересня 2020 р. оцінювалося функціонування вузла обліку для приватного промислового підприємства у м. Рівному. До складу вузла входили цифровий лічильник електроенергії та вимірювальні трансформатори струму 200/5 класу точності 0,5 S. Встановлено, що недооблік енергії може перевищувати 80% [111]. Спостерігалось функціонування вузла обліку в режимі нечутливості, рис. 1.9. Аналогічні вимірювання проводилися для хімчистки у м. Рівне, де недооблік може досягати 30–50% [112].

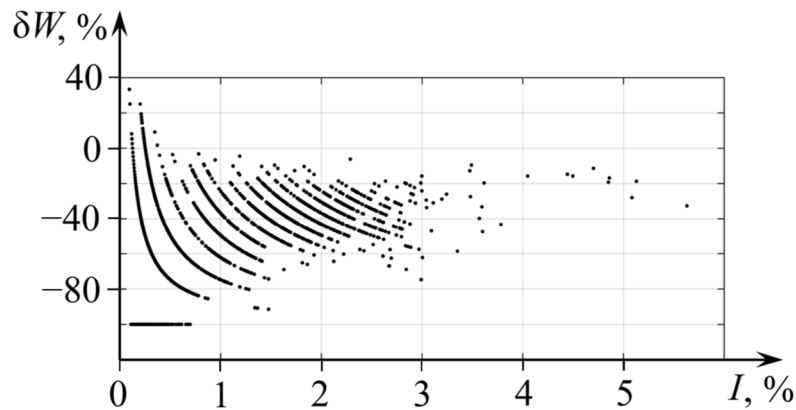


Рис. 1.9. Емпіричні значення відносної похибки обліку електроенергії δW , %, в функції відносної величини первинного струму вимірювальних трансформаторів струму I , %, за результатами вимірювання електроспоживання приватного промислового підприємства у м. Рівному

Необхідність зниження фінансових втрат енергопостачальних компаній через недооблік електроенергії при функціонуванні вимірювального обладнання вузлів обліку в режимі зниженого навантаження обумовлюють актуальність дослідження.

Метою дослідження є підвищення точності вимірювання електроенергії вузлом обліку в режимі зниженого навантаження на основі математичного моделювання невизначеності вимірювання з урахуванням статичних характеристик вимірювальних трансформаторів струму в умовах несиметрії навантажень фаз.

Для досягнення цієї мети необхідно вирішити наступні завдання:

- уточнити статичну характеристику вимірювального трансформатора струму електромагнітного типу в режимі зниженого навантаження вузла обліку електроенергії;

- розробити метод оцінювання залежності меж нечіткого інтервалу, що характеризує невизначеність вимірювання електроенергії за одним вимірювальним каналом вузла обліку при зниженому навантаженні, від величини струму;

– удосконалити математичну модель для оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії за час функціонування трифазного вузла обліку при зниженому навантаженні з урахуванням величин струмів фаз.

Висновки по розділу 1

Широке впровадження цифрових та розумних лічильників електроенергії, об'єднання їх у вимірювальні інформаційні системи (автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії, передова вимірювальна інфраструктура) актуалізує питання удосконалення метрологічного забезпечення для підтримання необхідної точності вимірювань. Перспективним видається оцінювання невизначеності вимірювання із застосуванням математичного апарату нечітких чисел та множин порівняно із використанням статистичних підходів. Відомі дослідження приділяють недостатньо уваги точності вимірювання електроенергії в режимі зниженого навантаження вузла обліку. Як показали вимірювання на реальних об'єктах, нехтування таким режимом призводить до суттєвих втрат енергопостачальних організацій. Актуальність дослідження точності вимірювання електроенергії в режимі зниженого навантаження обумовлена практичною необхідністю підвищення ефективності функціонування розподільних електричних мереж номінальною напругою 0,38 кВ в умовах повосного відновлення енергосистеми України.

РОЗДІЛ 2 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ ВИМІРЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ВУЗЛОМ ОБЛІКУ ПРИ ЗНИЖЕНОМУ НАВАНТАЖЕННІ

Розділ присвячено математичному моделюванню невизначеності вимірювання електроенергії лічильником трансформаторного ввімкнення у складі вузла обліку електроенергії при зниженому навантаженні останнього. Визначено, що на точність обліку електроенергії вузлом обліку при зниженій величині первинного струму впливають як метрологічні характеристики вимірювальних каналів лічильника електроенергії, так і характеристики вимірювальних трансформаторів струму. Обґрунтовано показник для оцінювання невизначеності вимірювання електричної енергії. Запропоновано статистичну модель статичної характеристики вимірювального трансформатора струму при зниженому первинному струмі. Розроблено методику оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії для одного каналу вузла обліку при зміні рівня струму. Удосконалено математичну модель для оцінювання, з використанням нечіткого інтервалу, невизначеності вимірювання електроенергії за час функціонування трифазного вузла обліку при зниженому навантаженні з урахуванням величин струмів фаз.

Показано можливість оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії в режимі зниженого навантаження відносним відхиленням вимірюваної вузлом обліку активної енергії від дійсного значення. Доведено, що таке відхилення є середньозваженою за струмами фаз величиною відносних відхилень за вимірювальними каналами. Для кожного з вимірювальних каналів невизначеності вимірювання електроенергії оцінюється з використанням теорії нечітких множин. Для врахування впливу зміни струму вимірювального каналу на точність обліку одержано множину меж нечітких функцій для типового інтервалу струму та множини рівнів довіри.

2.1 Вузол обліку електроенергії в режимі зниженого навантаження як вимірювальний перетворювач

Вузол обліку електроенергії у розподільних електромережах напругою 0,38 кВ включає трифазний лічильник електроенергії ПІІ та вимірювальні трансформатори струму ТА_A , ТА_B , ТА_C електромагнітного типу, рис 2.1.

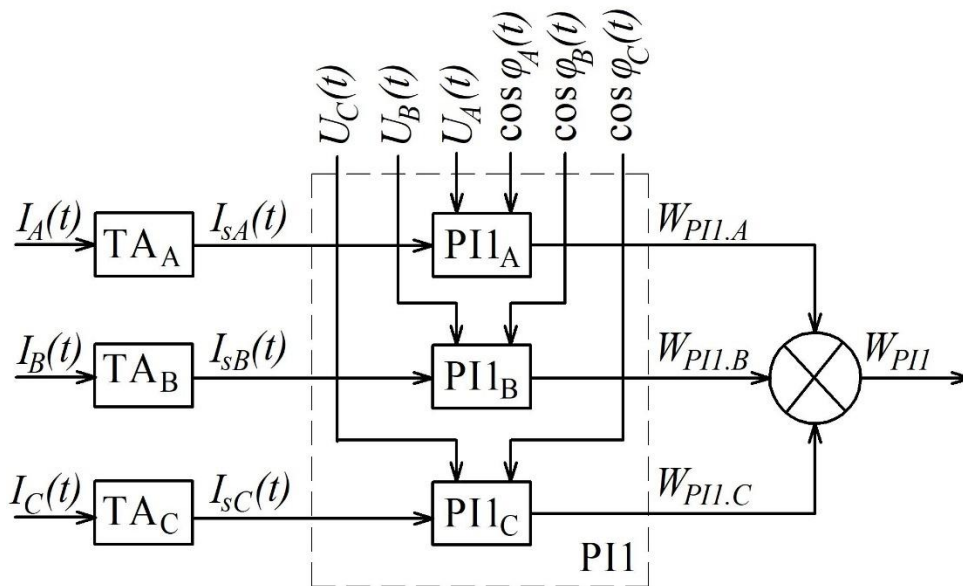


Рис. 2.1. Структурна схема трифазного вузла обліку електроенергії як вимірювального перетворювача

Для вузла обліку, як вимірювального перетворювача, вхідними величинами є діючі значення лінійних струмів $I_A(t)$, $I_B(t)$, $I_C(t)$ навантаження, які, в загальному випадку, є випадковими функціями часу t . В якості збурень розглядаються діючі значення фазних напруг електромережі $U_A(t)$, $U_B(t)$, $U_C(t)$ та коефіцієнти потужності навантажень фаз $\cos \varphi_A(t)$, $\cos \varphi_B(t)$, $\cos \varphi_C(t)$, причому перші і другі є функціями часу. Вихідною величиною є накопичення активної енергії $W_{PI1}(t)$ з часом, яке в момент $t = 0$ введення лічильника в експлуатацію дорівнює нулю: $W_{PI1}(0) = 0$. Під час дослідження режиму зниженого навантаження розглядається випадок активного навантаження кожної з фаз, тобто виконання умов для кожного моменту часу:

$$\cos \varphi_A(t)=1; \cos \varphi_B(t)=1; \cos \varphi_C(t)=1. \quad (2.1)$$

Обґрунтованість такого припущення пояснюється функціонуванням, під час простоїв основного обладнання промислового підприємства, в більшості випадків лише освітлення, технічних засобів охоронної та пожежної сигналізації, відеоспостереження тощо.

Під режимом зниженого навантаження в подальшому будемо розуміти активні навантаження кожної з фаз з діапазону від 0 до $2I_{\min}^*$, причому I_{\min}^* – мінімальний відносний первинний струм трансформатора струму (по відношенню до номінального первинного струму) для якого, відповідно до ДСТУ EN 61869-2:2017 [6], нормується відносна похибка.

Трифазний лічильник електроенергії може розглядатися як сукупність трьох вимірювальних каналів PI_A , PI_B , PI_C , що відповідають трьом фазам електромережі. Кожен з таких каналів забезпечує вимірювання накопичення активної енергії з часом (інтегралу від активної потужності за часом), яка споживається відповідною фазою навантаження. Кожна з таких величин залежить від величини струму, напруги та коефіцієнта потужності відповідної фази. Статична функція перетворення для $\zeta = \{A, B, C\}$ вимірювального каналу лічильника PI в загальному вигляді становить:

$$\begin{aligned} W_{PI,\zeta} &= W_{PI,\zeta}[t, I_{s\zeta}(t), U_{\zeta}(t), \cos \varphi_{\zeta}(t)] = \\ &= \int_0^t I_{s\zeta}(t) \times U_{\zeta}(t) \times \cos \varphi_{\zeta}(t) dt, \end{aligned} \quad (2.2)$$

де $I_{s\zeta}(t)$ – вторинний струм вимірювального трансформатора струму TA_{ζ} .

Позначимо статичну характеристику вимірювального трансформатора струму TA_{ζ} в режимі зниженого навантаження як:

$$I_{s\zeta} = I_{s\zeta}(I_{\zeta}), \quad (2.3)$$

де I_{ζ} – первинний струм вимірювального трансформатора струму TA_{ζ} .

Врахування (2.3) у (2.2) дає змогу отримати статичну характеристику ζ -го вимірювального каналу вузла обліку:

$$W_{PI1,\zeta} = W_{PI1,\zeta}[t, I_{s\zeta}[I_\zeta(t)], U_\zeta(t), \cos\varphi_\zeta(t)]. \quad (2.4)$$

При аналізі залежностей виду (2.4) вплив на величину фазних струмів зміни опору навантаження та з'єднувальних проводів при нагріванні під час експлуатації, а також при зміні температури навколишнього середовища, не вносить суттєвої невизначеності вимірювань, тому можуть не враховуватися.

Діючі значення напруги фази $\zeta = \{A, B, C\}$ відносно землі можуть розглядатися як реалізація випадкового стаціонарного процесу, що характеризується математичним сподіванням $m[U_\zeta(t)]$ та стандартним відхиленням $s[U_\zeta(t)]$. При цьому приймається, що для довільного моменту часу імовірність знаходження діючого значення фазної напруги у допустимому, відповідно до [113], інтервалі $(0,9, 1,1)$ від номінальної величини, не є нижчою від 0,95. Обґрунтованість такого припущення пояснюється відсутністю суттєвих коливань рівня напруги живлення в режимі зниженого навантаження через відсутність пусків потужних двигунів електроприймачів, що є найбільш розповсюдженою причиною суттєвих коливань напруги живлення.

Припустимо, що протягом функціонування в режимі зниженого навантаження випадкова зміна діючих значень струмів $I_\zeta(t)$ носить стаціонарний характер і обумовлена виключно дією неврахованих збурень (незначні коливання напруги живлення, зміна опору навантаження через нагрівання тощо), що визначає несуттєво малу величину стандартного відхилення діючого значення струму $s[I_\zeta(t)] < \varepsilon$. Тоді можна вважати діючі значення струмів фаз незмінними протягом інтервалу $\Delta t: I_\zeta = m[I_\zeta(t)]$.

З урахуванням прийнятих припущень статична функція перетворення (2.4) набуває вигляду (для спрощення в якості аргументу замість залежності $I_{s\zeta}(I_\zeta)$ буде вказуватись тільки значення струму навантаження I_ζ):

$$W_{PI1,\zeta} = W_{PI1,\zeta}(t, I_\zeta). \quad (2.5)$$

Оперувати в залежностях виду (2.5) з абсолютними накопиченнями активної енергії з часом не є інформативним для оцінювання точності обліку електроенергії в режимі зниженого навантаження. Припустимо, що споживач функціонує у вказаному режимі від моменту t_1 до моменту t_2 , тобто протягом часового інтервалу $Dt = t_2 - t_1$. Тоді активна енергія, облікована за ζ -м вимірювальним каналом вузла обліку, дорівнює різниці значень статичної функції перетворення в моменти t_2 і t_1 :

$$W_{PI1,\zeta}(Dt, I_\zeta) = W_{PI1,\zeta}(t_2, I_\zeta) - W_{PI1,\zeta}(t_1, I_\zeta). \quad (2.6)$$

Припустимо, що протягом інтервалу Dt струм протікав тільки за ζ -м вимірювальним каналом, а струми двох інших каналів були нульовими. Позначимо покази лічильника РІІ в моменти $t_{1(2)}$ як $W_{PI1,\zeta,mr}(t_{1(2)})$ (використано індекс mr – скорочення від *meret* - лічильник), тоді, враховуючи характеристику вимірювального трансформатора струму TA_ζ , значення статичної функції перетворення в моменти $t_{1(2)}$ становить:

$$W_{PI1,\zeta}(t_{1(2)}, I_\zeta) = k_{TA_\zeta}(I_\zeta) \times W_{PI1,\zeta,mr}(t_{1(2)}), \quad (2.7)$$

де $k_{TA_\zeta}(I_\zeta)$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму TA_ζ , що в режимі зниженого навантаження залежить від діючого значення первинного струму:

$$k_{TA_\zeta}(I_\zeta) = \frac{I_\zeta}{I_{s\zeta}(I_\zeta)}. \quad (2.8)$$

Тоді з (2.6) активна енергія, що облікована за ζ -м вимірювальним каналом вузла обліку, становить:

$$W_{PI1,\zeta}(D_t, I_\zeta) = k_{TA\zeta}(I_\zeta) \times [W_{PI1,\zeta,mr}(t_2) - W_{PI1,\zeta,mr}(t_1)]. \quad (2.9)$$

Активна енергія, що облікована за трьома вимірювальними каналами вузла обліку, відповідно до методу суперпозиції дорівнює:

$$W_{PI1}(D_t, I_A, I_B, I_C) = \mathop{\text{a}}_{\zeta=\{A,B,C\}} W_{PI1,\zeta}[D_t, I_{s\zeta}(I_\zeta)]. \quad (2.10)$$

Суттєвий вплив на характер залежності $W_{PI1}(D_t, I_A, I_B, I_C)$ чинять властивості вимірювальних кіл цифрового лічильника по кожній фазі, а також параметри вимірювальних трансформаторів струму.

Таким чином, вузол обліку електроенергії в режимі зниженого навантаження може бути представлений як сукупність трьох вимірювальних каналів, що відповідають фазам. При цьому, окрім параметрів вимірювальних каналів лічильника електроенергії, маю бути враховані характеристики вимірювальних трансформаторів струму в режимі зниженого навантаження. В якості величин, що визначають виміряну величину активної енергії, спожиту навантаженням за певний проміжок часу, при прийнятих припущеннях, розглядаються діючі значення струмів фаз.

2.2 Обґрунтування показника для оцінювання точності обліку електроенергії в режимі зниженого навантаження

Основними джерелами невизначеності обліку електроенергії в режимі зниженого навантаження є суттєві похибки вимірювальних трансформаторів струму, оскільки струм останніх знаходиться в зоні ненормованої, відповідно до ДСТУ EN 61869-2:2017, відносної похибки. Також точність обліку знижується через занижений струм вторинних кіл трансформаторів струму, що подається до вимірювальних перетворювачів у складі цифрового лічильника. Величини таких струмів можуть наближатися до межі чутливості лічильника.

Необхідною умовою для оцінювання точності обліку електроенергії в режимі зниженого навантаження є наявність дійсного значення спожитої протягом інтервалу D_t активної енергії, що є максимально точним, в умовах

експерименту, наближенням до істинного значення спожитої активної енергії. Для вимірювання дійсного значення електроенергії може бути використаний лічильник РІ2 прямого підключення, рис. 2.2. Струмові обмотки лічильника РІ2 вмикаються послідовно до первинних обмоток вимірювальних трансформаторів струму, які входять до складу вузла обліку.

Структурна схема вимірювання, рис. 2.3, ілюструє паралельне функціонування вимірювальних каналів засобів обліку відповідних фаз. Активна енергія, що облікована за трьома вимірювальними каналами лічильника РІ2, дорівнює сумі енергії, що обліковані за кожним з каналів.

Точність вимірювання електроенергії за ζ -м вимірювальним каналом вузла обліку в режимі зниженого навантаження може бути оцінена за відносним відхиленням δW_ζ виміряної за часовий інтервал $Dt = t_2 - t_1$ активної енергії між показами лічильника трансформаторного та лічильника прямого включення, що визначається в припущенні про нульовий струм двох інших каналів. При цьому абсолютне відхилення показів лічильників становить [114]:

$$DW_\zeta(Dt, I_\zeta) = W_{PI1.\zeta}(Dt, I_\zeta) - W_{PI2.\zeta}(Dt, I_\zeta), \quad (2.11)$$

тоді відносне відхилення може бути визначене як:

$$\begin{aligned} \delta W_\zeta(Dt, I_\zeta) &= \frac{DW_\zeta(Dt, I_\zeta)}{W_{PI2.\zeta}(Dt, I_\zeta)} = \frac{W_{PI1.\zeta}(Dt, I_\zeta) - W_{PI2.\zeta}(Dt, I_\zeta)}{W_{PI2.\zeta}(Dt, I_\zeta)} = \\ &= \frac{W_{PI1.\zeta}(Dt, I_\zeta)}{W_{PI2.\zeta}(Dt, I_\zeta)} - 1, \end{aligned} \quad (2.12)$$

де $W_{PI2.\zeta}(Dt, I_\zeta)$ – активна енергія, що облікована за ζ -м вимірювальним каналом лічильника прямого включення, яка становить:

$$W_{PI2.\zeta}(Dt, I_\zeta) = W_{PI2.\zeta, mr}(t_2) - W_{PI2.\zeta, mr}(t_1). \quad (2.13)$$

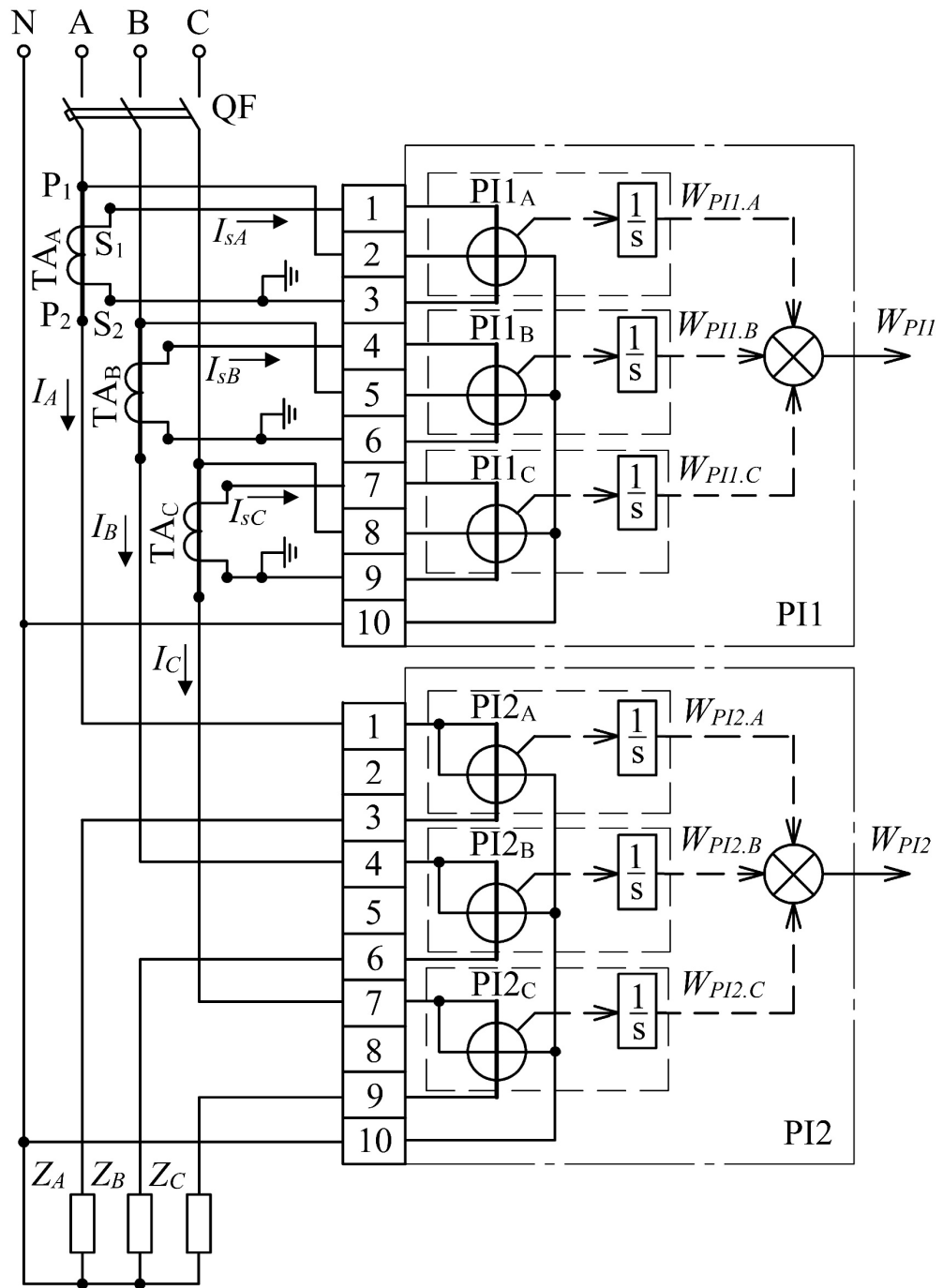


Рис. 2.2. Принципова електрична схема вузла обліку електроенергії (лічильника PI1, вимірювальні трансформатори струму TA_A–TA_C) та лічильника PI2 прямого підключення

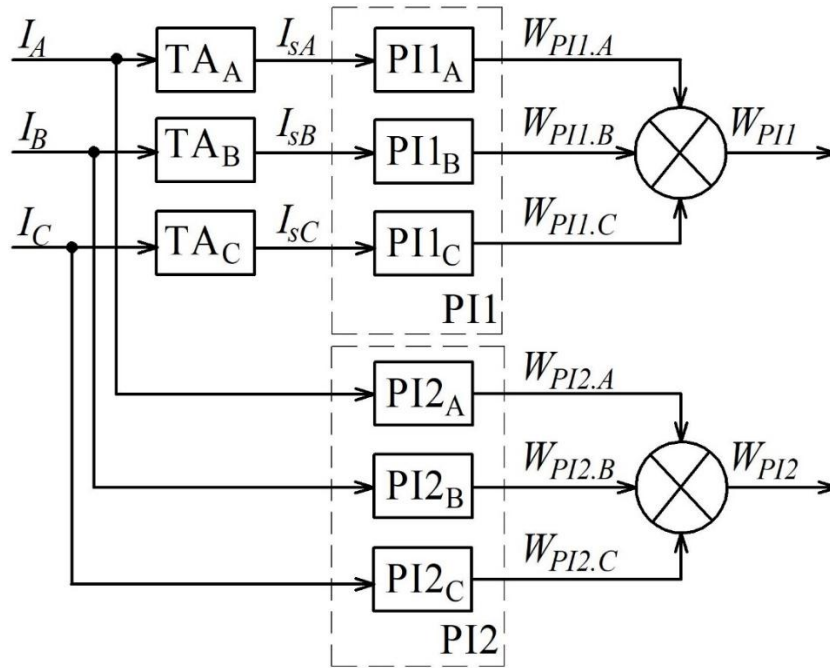


Рис. 2.3. Структурна схема вимірювання споживання енергії в режимі зниженого навантаження за допомогою лічильників PI1 трансформаторного включення та PI2 прямого включення

Прийmemo припущення про лінійну залежність активної енергії, облікованої за ζ -м вимірювальним каналом як лічильника трансформаторного, так і прямого включення, від тривалості часового інтервалу Δt . Таке припущення впливає з припущень про незмінність напруги та струму протягом вимірювання.

Це дозволяє розглядати у виразі (2.12) відносно відхилення dW_ζ , а також величини $W_{PI1,\zeta}$ та $W_{PI2,\zeta}$ як функції тільки струму I_ζ фази ζ навантаження. Тоді, з урахуванням (2.8), (2.9) та (2.13), з (2.12) маємо:

$$\delta W_\zeta(I_\zeta) = \frac{I_\zeta}{I_{s\zeta}(I_\zeta)} \times \frac{W_{PI1,\zeta,mr}(t_2) - W_{PI1,\zeta,mr}(t_1)}{W_{PI2,\zeta,mr}(t_2) - W_{PI2,\zeta,mr}(t_1)} - 1. \quad (2.14)$$

Функціонування вимірювальних каналів лічильників трансформаторного та прямого включення є взаємно незалежним. Похибки, що супроводжують вимірювання, можуть вважатися випадковими. Тому відносно відхилення

показів лічильника трансформаторного включення від лічильника прямого включення за трьома вимірювальними каналами може бути визначено як [115]:

$$\delta W(I_A, I_B, I_C) = \frac{\dot{a} \sum_{\zeta=\{A,B,C\}} DW_{\zeta}(Dt, I_{\zeta})}{\left| \dot{a} \sum_{\zeta=\{A,B,C\}} W_{PI2,\zeta}(Dt, I_{\zeta}) \right|}. \quad (2.15)$$

Оскільки випадок генерації енергії на стороні навантаження не розглядається, то активна енергія, виміряна лічильником прямого ввімкнення, є додатною величиною $W_{PI2,\zeta} > 0$, тому знаменник у виразі (2.15) буде завжди додатним. Це дає змогу виключити операцію знаходження абсолютної величини знаменника:

$$\delta W(I_A, I_B, I_C) = \frac{DW_A(Dt, I_A) + DW_B(Dt, I_B) + DW_C(Dt, I_C)}{W_{PI2,A}(Dt, I_A) + W_{PI2,B}(Dt, I_B) + W_{PI2,C}(Dt, I_C)}. \quad (2.16)$$

Останній вираз можна подати у вигляді:

$$\begin{aligned} \delta W(I_A, I_B, I_C) = & \frac{DW_A(Dt, I_A)/W_{PI2,A}(Dt, I_A)}{1 + \frac{W_{PI2,B}(Dt, I_B)}{W_{PI2,A}(Dt, I_A)} + \frac{W_{PI2,C}(Dt, I_C)}{W_{PI2,A}(Dt, I_A)}} + \\ & + \frac{DW_B(Dt, I_B)/W_{PI2,B}(Dt, I_B)}{\frac{W_{PI2,A}(Dt, I_A)}{W_{PI2,B}(Dt, I_B)} + 1 + \frac{W_{PI2,C}(Dt, I_C)}{W_{PI2,B}(Dt, I_B)}} + \\ & + \frac{DW_C(Dt, I_C)/W_{PI2,C}(Dt, I_C)}{\frac{W_{PI2,A}(Dt, I_A)}{W_{PI2,C}(Dt, I_C)} + \frac{W_{PI2,B}(Dt, I_B)}{W_{PI2,C}(Dt, I_C)} + 1}. \end{aligned} \quad (2.17)$$

Числівники в правій частині виразу (2.17) відповідають відносним відхиленням відповідно до (2.12). Тоді:

$$\begin{aligned} \delta W(I_A, I_B, I_C) = & \frac{\delta W_A(I_A)}{1 + \frac{W_{PI2.B}(Dt, I_B)}{W_{PI2.A}(Dt, I_A)} + \frac{W_{PI2.C}(Dt, I_C)}{W_{PI2.A}(Dt, I_A)}} + \\ & + \frac{\delta W_B(I_B)}{\frac{W_{PI2.A}(Dt, I_A)}{W_{PI2.B}(Dt, I_B)} + 1 + \frac{W_{PI2.C}(Dt, I_C)}{W_{PI2.B}(Dt, I_B)}} + \\ & + \frac{\delta W_C(I_C)}{\frac{W_{PI2.A}(Dt, I_A)}{W_{PI2.C}(Dt, I_C)} + \frac{W_{PI2.B}(Dt, I_B)}{W_{PI2.C}(Dt, I_C)} + 1}. \end{aligned} \quad (2.18)$$

Розглянемо відношення вимірних активних енергій за двома каналами лічильника прямого підключення, що фігурують у знаменниках останнього виразу. В загальному випадку ці відношення можуть бути подані у вигляді $\frac{W_{PI2.\zeta}(Dt, I_\zeta)}{W_{PI2.\eta}(Dt, I_\eta)}$, причому $\zeta = \{A, B, C\}$, $\eta = \{A, B, C\}$, $\zeta \neq \eta$. З урахуванням виразу

(2.2) для активної енергії, що облікована лічильником прямого включення за часовий інтервал Dt , вказане відношення може бути подано у вигляді:

$$\frac{W_{PI2.\zeta}(Dt, I_\zeta)}{W_{PI2.\eta}(Dt, I_\eta)} = \frac{\int_t^{t+Dt} U_\zeta I_\zeta \cos \varphi_\zeta dt}{\int_t^{t+Dt} U_\eta I_\eta \cos \varphi_\eta dt}. \quad (2.19)$$

Відповідно до прийнятих вище припущень можна вважати $U_\zeta = U_\eta$, $\cos \varphi_\zeta = 1$, $\cos \varphi_\eta = 1$, тоді відношення активних енергій дорівнює відношенню струмів:

$$\frac{W_{PI2.\zeta}(Dt, I_B)}{W_{PI2.\eta}(Dt, I_A)} = \frac{\int_t^{t+Dt} \dot{I}_\zeta dt}{\int_t^{t+Dt} \dot{I}_\eta dt} = \frac{I_\zeta \times Dt}{I_\eta \times Dt} = \frac{I_\zeta}{I_\eta}. \quad (2.20)$$

Враховуючи вираз (2.20) у залежності (2.18), отримаємо:

$$\delta W(I_A, I_B, I_C) = \frac{\delta W_A(I_A)}{1 + \frac{I_B}{I_A} + \frac{I_C}{I_A}} + \frac{\delta W_B(I_B)}{\frac{I_A}{I_B} + 1 + \frac{I_C}{I_B}} + \frac{\delta W_C(I_C)}{\frac{I_A}{I_C} + \frac{I_B}{I_C} + 1}. \quad (2.21)$$

Після перетворень з останнього виразу можна отримати залежність, що дає змогу визначити відносно відхилення показів лічильника трансформаторного включення від лічильника прямого включення за трьома фазами [116]:

$$\begin{aligned} \delta W(I_A, I_B, I_C) &= \frac{I_A \times \delta W_A(I_A) + I_B \times \delta W_B(I_B) + I_C \times \delta W_C(I_C)}{I_A + I_B + I_C} = \\ &= \frac{\overset{\circ}{a}_\zeta I_\zeta \times \delta W_\zeta(I_\zeta)}{\overset{\circ}{a}_\zeta I_\zeta}. \end{aligned} \quad (2.22)$$

Останній вираз дозволяє встановити, що відносна похибка вузла обліку електроенергії з лічильником трансформаторного підключення в режимі зниженого навантаження відповідає середньозваженим за струмами фаз відносним відхиленням за кожним вимірювальним каналом показів лічильника трансформаторного включення від лічильника прямого включення. Залежність (2.22) дає змогу оцінити невизначеність вимірювання електричної енергії як функцію струмів фаз навантаження. Такий підхід, на відміну від [83], дає змогу врахувати вплив несиметрії навантаження на точність обліку електроенергії.

Залежно від знаку δW можливі наступні режими обліку:

$\delta W > 0$ – покази лічильника трансформаторного включення (класу точності γ) перевищують дійсне споживання активної енергії;

$\delta W < 0$ – покази лічильника трансформаторного включення є меншими від дійсного споживання активної енергії, має місце «недооблік»;

Оцінювання залежності δW від значень струмів фаз в режимі зниженого навантаження можливо здійснити відповідно до (2.22) за умови, що залежності $\delta W_{\zeta}(I_{\zeta})$ для кожного з вимірювальних каналів вузла обліку є відомі. Остання умова може бути виконана, якщо, відповідно до (2.14), відомі характеристики вимірювальних трансформаторів струму $I_{s\zeta}(I_{\zeta})$ в режимі зниженого навантаження, а також відомі оцінки залежностей активної енергії, що облікована за ζ -м вимірювальним каналом лічильниками трансформаторного та прямого включення, від струмів навантаження I_{ζ} .

2.3 Статистичне оцінювання статичної характеристики вимірювального трансформатора струму при зниженому первинному струмі

Висунемо гіпотезу про можливість представлення статичної характеристики вимірювального трансформатора струму при зниженому навантаженні вузла обліку наступною статистичною моделлю [117]:

$$\hat{I}_s^*(I^*) = \hat{\mu} + \tau + \hat{\beta} \times (I^* - \bar{I}^*), \quad (2.23)$$

де \hat{I}_s^* – статистична оцінка відносного значення вторинного струму трансформатора струму; I^* – відносне значення первинного струму трансформатора струму; \bar{I}^* – середнє відносне значення первинного струму в режимі зниженого навантаження вузла обліку; $\hat{\mu}$ – оцінка середнього значення вторинних струмів вимірювального трансформатора; τ – параметр, що відповідає впливу коефіцієнта трансформації вимірювального трансформатора; $\hat{\beta}$ – оцінка коефіцієнта лінійної регресії.

При цьому передбачається, що оцінки параметрів моделі (2.23) відповідають трансформаторам струму з різними коефіцієнтами трансформації в межах одного класу точності. Можливість порівнювати вимірювальні прилади з різними коефіцієнтами трансформації забезпечується використанням в моделі (2.23) відносних величин первинних I^* , в. о., та вторинних I_s^* , в. о., струмів, які обчислюються наступним чином:

$$I^* = \frac{I}{I_{pr}}, \quad (2.24)$$

$$I_s^* = \frac{I_s}{I_{sr}}. \quad (2.25)$$

Статистичне оцінювання значення параметрів моделі (2.23) здійснюється за наступних припущень:

1) величина первинного струму трансформатора струму не залежить від його коефіцієнта трансформації в межах заданого класу точності;

2) коефіцієнт трансформації i -го досліджуваного вимірювального трансформатора не впливає на статичну характеристику в межах класу точності, що відповідає виконанню умови $\sum \tau_i = 0$;

3) коефіцієнт лінійної регресії не є нульовим $\beta \neq 0$, тобто припускається наявність лінійного зв'язку між діючими значеннями первинного та вторинного струмів вимірювального трансформатора в режимі зниженого навантаження вузла обліку.

2.4 Метод оцінювання невизначеності відхилення показів лічильників за одним вимірювальним каналом

Метод оцінювання невизначеності відхилення величини показів лічильника трансформаторного включення від лічильника прямого включення за умови незмінного рівня навантаження одного з трьох вимірювальних каналів, який відповідає одній з фаз трифазної системи, причому струм двох інших

вимірювальних каналів дорівнює нулю, базується на підході до оцінювання не випадкової невизначеності з використанням теорії нечітких множин [118].

Сутність метода полягає у знаходженні вибірових емпіричних значень функції приналежності на основі довжин інтервалів між сусідніми вибіровими значеннями вимірюваної величини, що, шляхом лінійного перетворення, приведені до діапазону від 0 до 1 в.о. Визначається значення вимірюваної величини, що є найбільш близькою оцінкою істинного значення. Для такого значення вважається, що функція приналежності дорівнює 1. Вказане значення розділяє весь діапазон вибірових значень вимірюваної величини на два піддіапазони, які в подальшому аналізуються окремо, але за однаковою процедурою. Для кожного з піддіапазонів значення вимірюваної величини нормується. Це дає змогу апроксимувати експериментальні значення функції приналежності у відносних одиницях. Для кожної з гілок функції приналежності, що відповідає одному з виділених піддіапазонів, застосовується поліноміальна апроксимація за критерієм мінімуму чебишевської норми нев'язки похибки. Для чисельної мінімізації норми нев'язки застосовується метод Нелдера-Міда. З використанням коефіцієнтів апроксимуючих поліномів для заданого рівня довіри обчислюються межі фаззі-інтервалу, що характеризує результати вимірювання [119].

Режим зниженого навантаження вузла обліку електроенергії відповідає знаходженню відносного значення первинного струму кожного з вимірювальних каналів в діапазоні від 0 до $2I_{\min}^*$. Тому інтерес представляє виявлення впливу рівня струму вимірювального каналу на межі фаззі-інтервалу, який характеризує невизначеність відхилення показів лічильника трансформаторного включення від лічильника прямого включення. Передбачається оцінити параметри нечіткої функції L-R типу [120], яка встановлює залежність відносного відхилення показів лічильника трансформаторного включення від лічильника прямого включення в залежності від відносного значення струму навантаження для фіксованого рівня довіри.

2.4.1 Оцінювання невизначеності вимірювання при фіксованому струмі вимірювального каналу

Для оцінювання невизначеності результатів вимірювання приймається припущення про нормальний характер нечіткої множини, яка відповідає цим результатам. Тоді вважатиметься, що для функції приналежності $\mu(\delta W)$ множини $\{\delta W\}$ результатів вимірювання існує таке значення $\delta W \in \{\delta W\}$, при якому $\mu(\delta W) = 1$. Функція приналежності $\mu(\delta W)$ розглядається як сукупність лівої $\mu_1(\delta W)$ та правої $\mu_2(\delta W)$ гілок, що розділені істинним значенням вимірюваної величини δW_0 :

$$\mu(\delta W) = \begin{cases} \mu_1(\delta W), & \text{при } \delta W \leq \delta W_0; \\ \mu_2(\delta W), & \text{при } \delta W > \delta W_0. \end{cases} \quad (2.26)$$

Припустимо, що в результаті експериментальних досліджень отримано вибіркові значення δW_i , $i = \overline{1, n}$. Вибіркові значення δW_i мають бути відсортовані за збільшенням, в результаті чого отримаємо вектор, для елементів якого δW_k^* виконується співвідношення $\delta W_k^* < \delta W_{k+1}^*$ [118].

В подальшому обчислюються довжини інтервалів $D_k = \delta W_{k+1}^* - \delta W_k^*$ між суміжними значеннями δW_k^* та δW_{k+1}^* , причому $k = \overline{1, (n-1)}$. Також визначаються найбільший $D_{max} = \max[D_k]$ та найменший $D_{min} = \min[D_k]$ інтервали.

Припустимо, що ширина інтервалу D_k зворотно пропорційна кількості приналежних значень. На основі цього обчислюються частоти попадання вимірюваних значень у кожний інтервал:

$$m_k = 1 - \frac{D_k - D_{max}}{D_{max}}, \quad k = \overline{1, (n-1)}. \quad (2.27)$$

Оскільки при $D_k = D_{min}$ частота становить $m_k = 1$, то відповідне значення вимірюваної величини, що позначається δW_u^* , приймається як найближче до

істинного значення. Значення δW_u^* поділяє вектор δW^* на дві частини, які відповідають гілкам функції приналежності: гілка №1 включає елементи $\delta W_1^*, \mathbf{K}, \delta W_v^*$; гілка №2 – елементи $\delta W_v^*, \mathbf{K}, \delta W_n^*$, рис. 2.4.

З використанням обчислених відповідно до (2.27) частот m_k для кожної з гілок обчислюються вибіркові значення функції приналежності. Для гілки №1 використовується залежність [118]:

$$\mu_{1,k} = \frac{m_k - m_{min1}}{m_{max1} - m_{min1}}, \quad (2.28)$$

причому $m_{min1} = \min\{m_1, \mathbf{K}, m_v\}$, $m_{max1} = \max\{m_1, \mathbf{K}, m_v\}$, $k = \overline{1, v}$.

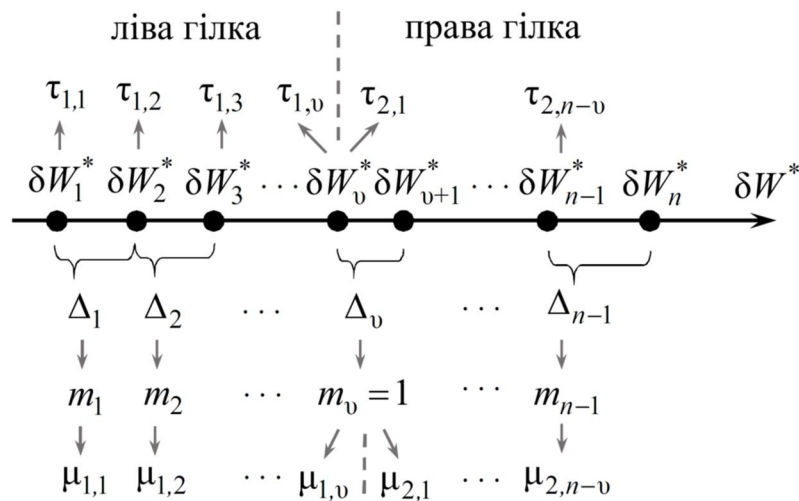


Рис. 2.4. Умовне зображення розподілу відсортованих за збільшенням вибіркових значень вимірюваної величини за двома гілками функції приналежності, а також позначення відповідних емпіричних значень функції приналежності

Для гілки №2 вибіркові значення функції приналежності обчислюються наступним чином:

$$\mu_{2,k} = \frac{m_{k+v-1} - m_{min2}}{m_{max2} - m_{min2}}, \quad (2.29)$$

причому $m_{min2} = \min\{m_v, \mathbf{K}, m_{n-1}\}$, $m_{max2} = \max\{m_v, \mathbf{K}, m_{n-1}\}$, $k = \overline{1, (n-v)}$.

Для кожної гілки функції приналежності необхідно перейти від абсолютних значень вимірюваної величини δW_k^* до відносних значень τ_k , які обчислюються наступним чином [121]:

для гілки №1:

$$\tau_{1,k} = \frac{|\delta W_k^* - \delta W_v^*|}{\delta W_{max}^* - \delta W_{min}^*}, \quad k = \overline{1, v}; \quad (2.30)$$

для гілки №2:

$$\tau_{2,k} = \frac{|\delta W_{k+v-1}^* - \delta W_v^*|}{\delta W_{max}^* - \delta W_{min}^*}, \quad k = \overline{1, (n-v)}. \quad (2.31)$$

Таким чином, отримано експериментальні точки, що належать двом гілкам функції приналежності:

гілка №1

τ	$\tau_{1,1}$...	$\tau_{1,v}$
μ	$\mu_{1,1}$...	$\mu_{1,v}$

гілка №2

τ	$\tau_{2,1}$...	$\tau_{2,n-v}$
μ	$\mu_{2,1}$...	$\mu_{2,n-v}$

Отримані експериментальні точки необхідно апроксимувати, для чого можна використати метод максимальної норми [118]. Апроксимуючий поліном степені L (зазвичай $L < 4$) для гілки №1 функції приналежності має вигляд (рис. 2.5, а):

$$f_1(\tau_1) = 1 + \overset{\circ}{\mathbf{a}} \sum_{l=1}^L a_l \tau_1^l, \quad (2.32)$$

причому нев'язка визначається як:

$$r_{1,k} = f_1(\tau_{1,k}) - \mu_{1,k}(\tau_{1,k}), \quad k = \overline{1, v}. \quad (2.33)$$

Для гілки №2 апроксимуючий поліном визначається виразом (рис. 2.4, б):

$$f_2(\tau_2) = 1 + \overset{\circ}{\mathbf{a}} \sum_{l=1}^L b_l \tau_2^l, \quad (2.34)$$

причому для гілки №2 нев'язка становить:

$$r_{2,k} = f_2(\tau_{2,k}) - \mu_{2,k}(\tau_{2,k}), \quad k = \overline{1, (n-v)}. \quad (2.35)$$

В якості критерію апроксимації для гілок функції приналежності розглядається мінімум чебишевської норми нев'язки [122]:

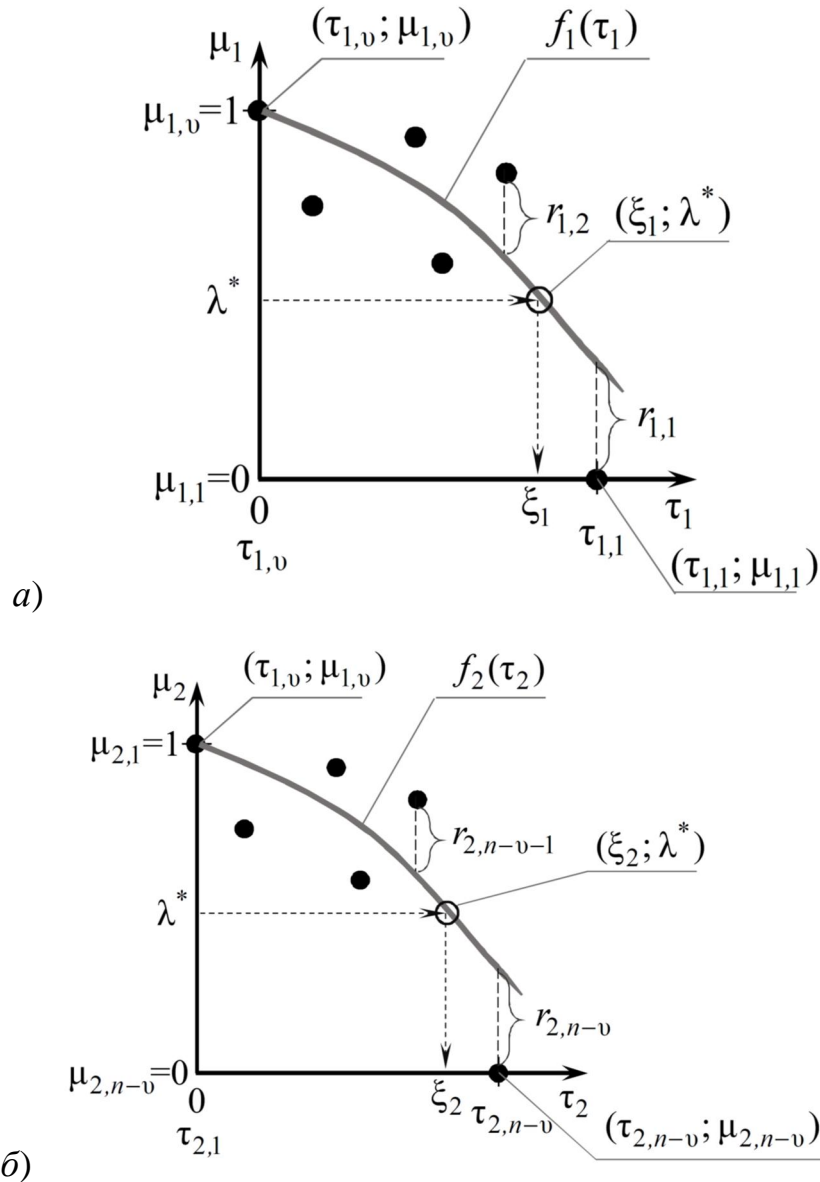


Рис. 2.5. Поліноміальна апроксимація гілки №1 (а) та гілки №2 (б) функції приналежності

$$\min \|r_1\|_{\infty}, \quad \min \|r_2\|_{\infty}, \quad (2.36)$$

де $\|r_1\|_{\infty} = \max\{/r_{1,1}/, \dots, /r_{1,v}/\}$, $\|r_2\|_{\infty} = \max\{/r_{2,1}/, \dots, /r_{2,n-v}/\}$.

Виконання критерію (2.36) означає, що необхідно знайти такі коефіцієнти a_l полінома (2.32) для гілки №1 функції приналежності, що забезпечують найменше значення максимальної нев'язки за абсолютною величиною, що визначається в експериментальних точках. Аналогічним чином мають бути визначені коефіцієнти b_l для полінома (2.34).

З використанням апроксимуючих поліномів f_1 (2.32) та f_2 (2.34) для гілок функції приналежності для заданого рівня довіри λ^* необхідно знайти відносне значення піддіапазонів ξ_1 та ξ_2 , що в сумі становлять величину нечіткого інтервалу $U_{F_{\lambda^*}}$, який описує невизначеність результатів вимірювання:

$$U_{F_{\lambda^*}} = \xi_1 + \xi_2. \quad (2.37)$$

Значення ξ_1 може бути визначене як корінь функції $f_1(\xi_1) = \lambda^*$. Відповідно до (2.32) це відповідає знаходженню кореня виразу:

$$1 - \lambda^* + \sum_{l=1}^L a_l \xi_1^l = 0. \quad (2.38)$$

Оскільки кількість коренів поліному відповідає його порядку, то при $L > 1$ необхідно сформулювати вимоги до кореня виразу (2.38), що відповідає шуканій довжині нечіткого піддіапазону ξ_1 (рис. 2.5, а), а саме:

– корінь має знаходитися в інтервалі $0 < \xi_1 < 1$, оскільки ξ_1 відповідає відносному значенню вимірюваної величини, що нормовані в діапазоні від 0 до 1;

– в точці ξ_1 гілка f_1 функції приналежності має зменшуватися, що обумовлено наявністю одного екстремуму (максимуму) гілки №1 функції приналежності при $\tau_1 = 0$.

Остання умова відповідає від'ємному значенню похідної від $f_1(\tau_1)$ за τ_1 в точці $\tau_1 = \xi_1$, тобто виконанню нерівності:

$$\left. \frac{df_1(\tau_1)}{d\tau_1} \right|_{\tau_1=\xi_1} < 0. \quad (2.39)$$

Аналітично диференціюючи вираз (2.32) за τ_1 , виконання умови (2.39) в точці $\tau_1 = \xi_1$ зводиться до виконання співвідношення:

$$\mathring{\mathbf{a}} \sum_{l=1}^L l a_l \xi_1^{l-1} < 0. \quad (2.40)$$

Значення ξ_2 обчислюється аналогічно як корінь неявної функції:

$$1 - \lambda^* + \mathring{\mathbf{a}} \sum_{l=1}^L b_l \xi_2^l = 0, \quad (2.41)$$

що знаходиться в інтервалі $0 < \xi_2 < 1$ і при якому виконується співвідношення:

$$\mathring{\mathbf{a}} \sum_{l=1}^L l b_l \xi_2^{l-1} < 0. \quad (2.42)$$

Ширина нечіткого інтервалу, що при рівні довіри λ^* включає істинне значення вимірюваної величини, в одиницях вимірюваної величини становить (рис. 2.6):

$$U_{F_\lambda} = (\xi_1 + \xi_2)(\delta W_{\max} - \delta W_{\min}), \quad (2.43)$$

а межі вказаного інтервалу в одиницях вимірюваної величини становлять:

$$\begin{cases} \delta W_L = \delta W_v - \xi_1(\delta W_{\max} - \delta W_{\min}); \\ \delta W_R = \delta W_v + \xi_2(\delta W_{\max} - \delta W_{\min}). \end{cases} \quad (2.44)$$

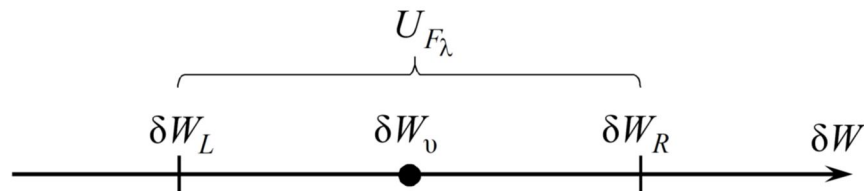


Рис. 2.6. Нечіткий інтервал, що при рівні довіри λ^* включає істинне значення вимірюваної величини, в одиницях вимірюваної величини

Залежності (2.43) та (2.44) дають змогу оцінити невизначеність вимірювання електроенергії вузлом обліку при фіксованому струмі каналу. Така оцінка подається лівою δW_L та правою δW_R межами нечіткого інтервалу, що при λ^* включає істинне значення вимірюваної величини.

2.4.2 Нечітка залежність точності обліку за вимірювальним каналом від величини струму

Припустимо, що для $\zeta = \{A, B, C\}$ вимірювального каналу при фіксованому значенні струму навантаження $I_{\zeta\gamma}$ (γ – номер рівня струму, $\gamma = \overline{1, M}$, причому M – кількість рівнів струму) отримано вибіркові значення відносних відхилень показів лічильників $\delta W_{\zeta\gamma i}(I_{\zeta\gamma})$, де індекс i позначає номер вибіркового значення. При цьому струми двох інших каналів приймаються нульовими.

Задамо множину рівнів довіри $\{\lambda_j^*\}$, причому $\lambda_j^* > \lambda_{j+1}^*$, $j = \overline{1, L}$, де L – загальна кількість рівнів довіри, що розглядаються. Із застосуванням описаного вище методу для кожного рівня струму $I_{\zeta\gamma}$ можна знайти:

- найбільш близьке до істинного значення відносне відхилення показів лічильників $\delta W_{\zeta\gamma}$;
- L–R межі нечіткого інтервалу для відносних відхилень показів лічильників при заданому рівні довіри λ_j^* [122]:

$$\delta W_{\zeta\gamma} = \begin{cases} \delta W_{L\zeta\gamma} |_{\lambda_j^*} \\ \delta W_{R\zeta\gamma} |_{\lambda_j^*} \end{cases} \quad (2.45)$$

Для графічного представлення отриманих меж нечітких інтервалів згідно з (2.45) та значення $\delta W_{\zeta\gamma}$ пропонується скористатися коробковою діаграмою для нечіткої величини, що сформована аналогічно до діаграми розмаху (box plot, box-and-whisker plot) для вибіркових статистичних характеристик випадкової величини. Остання діаграма використовується в описовій статистиці для

візуалізації і була вперше запропонована John Tukey у 1970 році, з того часу удосконалюється [123]. В даному випадку пропонується праві та ліві межі нечіткої величини для граничних рівнів довіри представляти рівнобічними трапеціями, причому менша основа кожної трапеції відповідає значенню нечіткої величини при λ_1^* , а більша основа – при λ_L^* , рис. 2.7. Центри менших основ трапецій з'єднані вертикальною прямою, що відповідає значенню фактору впливу (в даному випадку – струму навантаження). Горизонтальна лінія, розташована між меншими основами трапецій, відповідає найбільш близькому до істинного значенню величини.

При рівні довіри λ_j^* отримані L–R межі нечітких інтервалів для кожного з γ рівнів струму можуть бути апроксимовані залежностями $\delta W_{L\zeta}(I_\zeta)|_{\lambda_j^*}$, $\delta W_{R\zeta}(I_\zeta)|_{\lambda_j^*}$. Такі залежності представляють межі нечіткої функції, що при λ_j^* описує точність обліку за ζ вимірювальним каналом (рис. 2.7) [124]:

$$\delta W_\zeta(I_\zeta) = \begin{matrix} \delta \\ \delta \\ \delta \end{matrix} \delta W_{L\zeta}(I_\zeta)|_{\lambda_j^*}; \quad \delta W_{R\zeta}(I_\zeta)|_{\lambda_j^*} \begin{matrix} \delta \\ \delta \\ \delta \end{matrix} \quad (2.46)$$

Також можуть бути апроксимовані найбільш близькі до істинного значення величини $\delta W_{\alpha\zeta}$, в результаті буде отримана залежність $\delta W_{\alpha\zeta}(I_\zeta)$.

Припустимо, що для апроксимації лівих та правих меж множин нечітких функцій використані нелінійні залежності F , параметри яких утворюють множини: для лівих меж $\{L_{\zeta j}\}$, для правих меж $\{R_{\zeta j}\}$, а саме:

$$\delta W_{L\zeta}(I_\zeta)|_{\lambda_j^*} = F \begin{matrix} \delta \\ \delta \\ \delta \end{matrix} I_\zeta, \{L_{\zeta j}\} \begin{matrix} \delta \\ \delta \\ \delta \end{matrix} \quad (2.47)$$

$$\delta W_{R\zeta}(I_\zeta)|_{\lambda_j^*} = F \begin{matrix} \delta \\ \delta \\ \delta \end{matrix} I_\zeta, \{R_{\zeta j}\} \begin{matrix} \delta \\ \delta \\ \delta \end{matrix} \quad (2.48)$$

Аналогічно може бути визначена множина параметрів нелінійної залежності F , що апроксимує найбільш близькі до істинного значення величини відхилень $\{i_\zeta\}$:

$$\delta W_{v\zeta}(I_\zeta) = F \hat{G}_{I_\zeta, \{i_\zeta\}} \quad (2.49)$$

Одержані вирази дозволяють оцінити вплив струму ζ каналу на невизначеність результатів вимірювання залежністю F , яка з найменшою похибкою апроксимує емпіричні точки, та множинами її параметрів. Множина $\{Y_{\zeta j}\}$ визначає, відповідно до (2.49), значення відхилень показів лічильника у складі вузла обліку, які є найближчими до істинних значень. Множини $\{L_{\zeta j}\}$ та $\{R_{\zeta j}\}$ характеризують, згідно з (2.47) та (2.48), відповідно, ліві та праві межі нечіткої функції при визначеному рівні довіри.

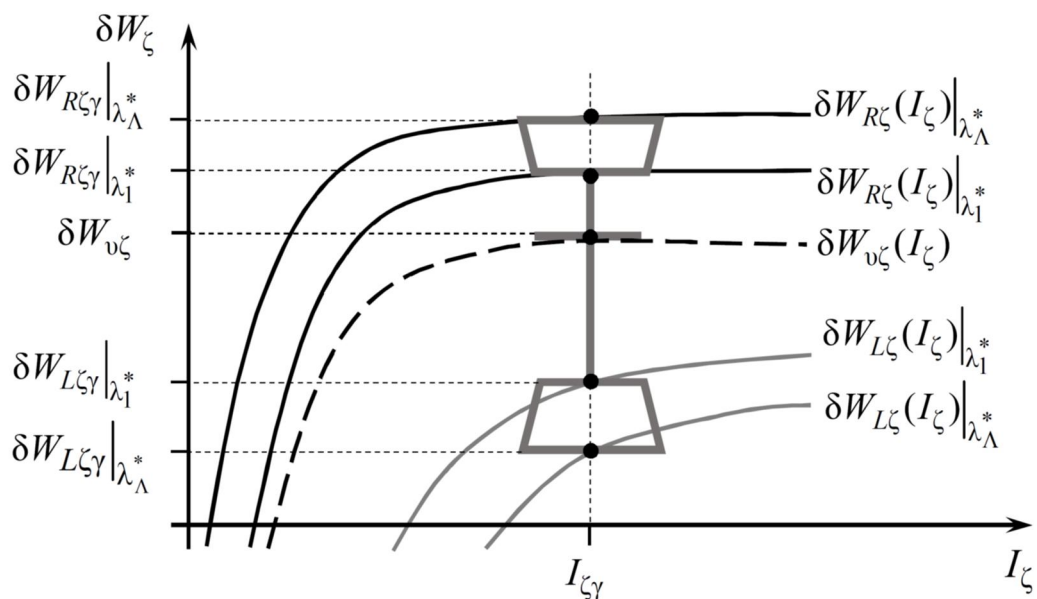


Рис. 2.7. Множина нечітких функцій для рівнів довіри λ_j^* , що характеризують невизначеність обліку за ζ вимірювальним каналом, та запропонована коробкова діаграма для нечіткої величини при конкретному значенні фактору впливу

Методика оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії за одним каналом нечіткою функцією (2.46), порівняно із відомим підходом [125], забезпечує врахування метрологічних характеристик кожного з вимірювальних каналів вузла обліку при протіканні несиметричних струмів, що підвищує точність обліку в режимі зниженого навантаження.

Таким чином, запропоновано метод оцінювання точності обліку електроенергії за одним вимірювальним каналом вузла обліку в режимі зниженого навантаження, згідно якого залежність між вимірюваною величиною – відносним відхиленням показів лічильника трансформаторного включення від дійсних значень енергії, що оцінюються за показами лічильника прямого включення, – та струмами фаз оцінюється за допомогою множини нечітких функцій L-R-типу, які відповідають множині рівнів довіри. Така множина нечітких функцій характеризується множинами $\{L_{\zeta_j}\}$, $\{R_{\zeta_j}\}$ та $\{i_{\zeta}\}$ значень параметрів апроксимуючих кривих.

2.5 Оцінювання значень параметрів нечіткої функції, що характеризує невизначеність вимірювання електроенергії трифазним вузлом обліку

Представлення характеристик вимірювальних каналів нечіткими функціями виду (2.46) дає змогу, відповідно до залежності (2.22), отримати фаззі-функцію, яка характеризує для заданих значень фазних струмів I_A, I_B, I_C невизначеність вимірювання електроенергії трифазним вузлом обліку:

$$\delta W(I_A, I_B, I_C) = \frac{\overset{\circ}{a}_{I_{\zeta}} \times \delta W_{\zeta}(I_{\zeta})}{\underset{\zeta}{\overset{\circ}{a}}_{I_{\zeta}}}. \quad (2.50)$$

Ліва L (права R) межі такої нечіткої функції для множини рівнів довіри $\{\lambda_j^*\}$ визначаються наступним чином:

$$\delta W_{L(R)}(I_A, I_B, I_C) \Big|_{\lambda_j^*} = \frac{\overset{\circ}{a} I_\zeta \times \delta W_{L(R)\zeta}(I_\zeta) \Big|_{\lambda_j^*}}{\underset{\zeta}{\overset{\circ}{a}} I_\zeta}. \quad (2.51)$$

Найбільш близьке до істинного значення відносно відхилення показів лічильників при протіканні струму трьома вимірювальними каналами в режимі зниженого навантаження становить:

$$\delta W_v(I_A, I_B, I_C) = \frac{\overset{\circ}{a} I_\zeta \times \delta W_{v\zeta}(I_\zeta)}{\underset{\zeta}{\overset{\circ}{a}} I_\zeta}. \quad (2.52)$$

Обчислені, відповідно до (2.51), значення меж нечіткої функції $\overset{\circ}{\delta} W(I_A, I_B, I_C)$ для множини рівнів довіри та значення $\delta W_v(I_A, I_B, I_C)$ дають змогу побудувати (шляхом апроксимації) функцію приналежності μ_{abc} для $\overset{\circ}{\delta} W(I_A, I_B, I_C)$, що відповідає заданим значенням струмів вимірювальних каналів, рис. 2.8. Вказана функція приналежності включає ліву μ_{abcL} та праву μ_{abcR} гілки:

$$\mu_{abc}(\delta W) = \begin{cases} \uparrow \mu_{abcL}(\delta W), & \text{при } \delta W \leq \delta W_v; \\ \uparrow \mu_{abcR}(\delta W), & \text{при } \delta W > \delta W_v. \end{cases} \quad (2.53)$$

Для оцінювання точності вимірювання електроенергії конкретним вузлом обліку необхідно уточнити, відповідно до експериментальних даних, граничний рівень довіри λ_b^* для даного вимірювального обладнання. Для цього пропонується провести ряд дослідів функціонування вузла обліку в режимі зниженого навантаження. Досліди можуть бути сплановані як повний факторний експеримент, коли в якості незалежних факторів розглядаються рівні струмів фаз. Функцією цілі в кожній з реалізацій дослідів є величина δW_e , за якою, відповідно до функції приналежності (рис. 2.8), можна обчислити вибіркоче значення рівня довіри λ_e^* . Отримана таким чином вибірка λ_e^* перевіряється на

наявність випадкових викидів, і, після їх відкидання, можливо перевірити гіпотезу про нормальний розподіл вибірових значень за одним з відомих критеріїв.

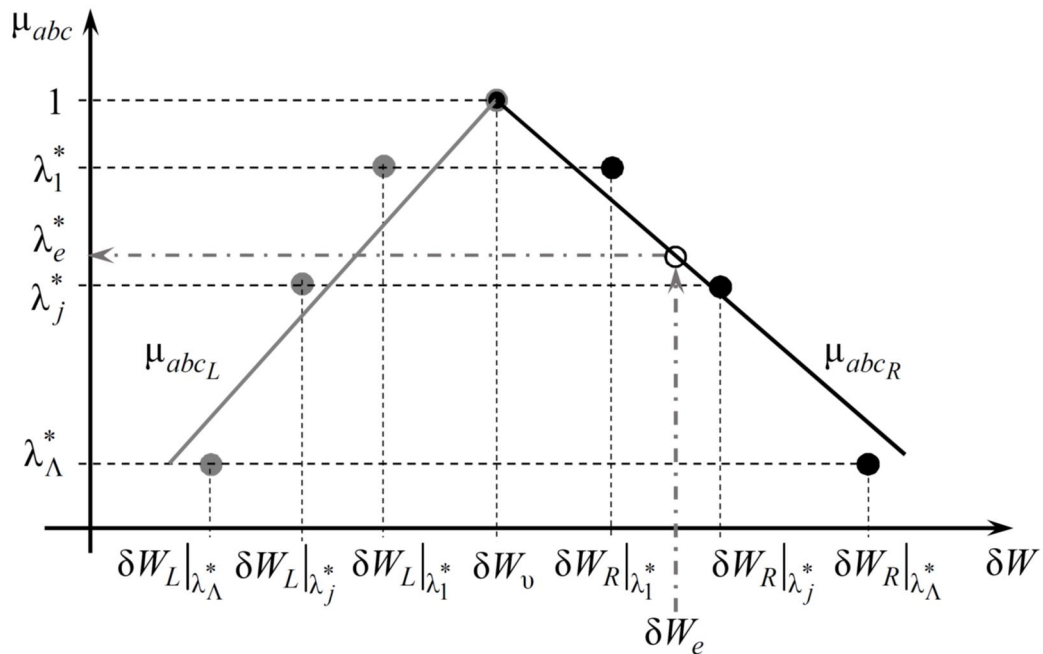


Рис. 2.8. Функція належності μ_{abc} для відносного відхилення $\delta W(I_A, I_B, I_C)$ показів лічильників, як нечіткої величини, для конкретних значень струмів фаз з позначеним емпіричним значенням δW_e та відповідним рівнем довіри λ_e^*

В разі невідкидання гіпотези про нормальний розподіл емпіричних вибірових значень рівнів довіри (при прийнятому рівні значущості) можливо обчислити вибірові значення математичного сподівання $m[\lambda_e^*]$ та стандартного відхилення $s[\lambda_e^*]$. Тоді для знаходження граничного рівня довіри пропонується скористатися залежністю, що включає емпіричні значення з імовірністю 0,95, а саме:

$$\lambda_b^* = m[\lambda_e^*] - 2s[\lambda_e^*]. \quad (2.54)$$

Таким чином, точність вузла обліку електроенергії в режимі зниженого навантаження при конкретних значеннях струмів фаз може бути охарактеризована наступною нечіткою функцією:

$$\delta W(I_A, I_B, I_C) = \frac{\overset{\circ}{\underset{\circ}{\hat{a}}}_{\zeta} I_{\zeta} \times \delta W_{L\zeta}(I_{\zeta})|_{\lambda_b^*}}{\overset{\circ}{\underset{\circ}{\hat{a}}}_{\zeta} I_{\zeta}}; \frac{\overset{\circ}{\underset{\circ}{\hat{a}}}_{\zeta} I_{\zeta} \times \delta W_{R\zeta}(I_{\zeta})|_{\lambda_b^*}}{\overset{\circ}{\underset{\circ}{\hat{a}}}_{\zeta} I_{\zeta}} \cdot \overset{\circ}{\underset{\circ}{\hat{u}}}_{\zeta}. \quad (2.55)$$

Математична моделі невизначеності вимірювання електроенергії, що для конкретних значень фазних струмів подається фаззі-функцією (2.50) з функцією приналежності (2.53), враховує характеристики кожного з вимірювальних каналів. Перевагою такого підходу, порівняно з [126], є врахування впливу режиму роботи кожної фази навантаження на невизначеність вимірювання. Уточнення граничного рівня довіри для вимірювального обладнання конкретної конфігурації відповідно до (2.54) дає змогу оцінити за (2.55) межі нечіткого інтервалу результатів вимірювання.

2.6 Математична модель для оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії під час зниженого навантаження вузла обліку

Запропоновану математичну модель для оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії вузлом обліку під час режим зниженого навантаження узагальнює структурна схема, рис. 2.9.

Блоки 1–11, що відносяться до підсистеми I, забезпечують ідентифікацію метрологічних характеристик вузла обліку в режимі зниженого навантаження. Блоки 12–16 (підсистема II), використовуючи визначені підсистемою I вимірювальні характеристики, забезпечують оцінювання дійсної величини W спожитої під час режиму зниженого навантаження енергії нечітким числом $\overset{\circ}{\hat{W}} = [W_L; W_R]$ для при конкретних значеннях струмів фаз.

Ідентифікація метрологічних характеристик здійснюється однократно для вузла обліку конкретного типу. Визначені залежності в подальшому

використовуються для оцінювання дійсного споживання енергії під час режиму зниженого навантаження. Вхідними величинами для ідентифікації є фазні струми I_A , I_B , I_C навантаження. Для кожного з вимірювальних трансформаторів струму оцінюються параметри статичної характеристики (2.23), що подано на схемі, рис. 2.9, блоками 1, 2, 3 для фаз А, В, С, відповідно.

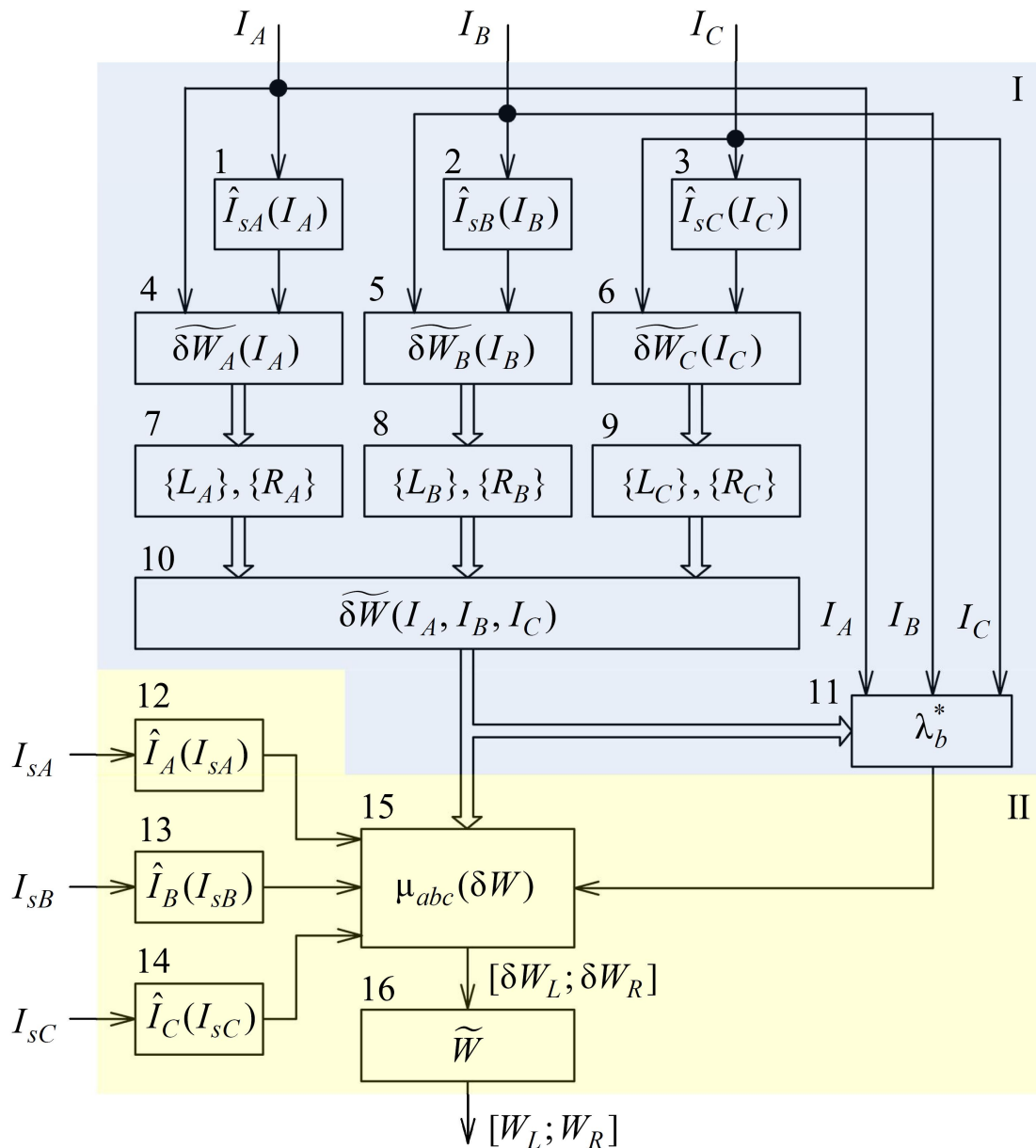


Рис. 2.9. Структурна схема математичної моделі, що дозволяє оцінити невизначеність вимірювання електроенергії в режимі зниженого навантаження вузла обліку

Одержані характеристики використовуються при оцінюванні параметрів нечітких функцій виду (2.46) для кожної фази (блоки 4–6). Апроксимація L–R меж таких функцій нелінійною залежністю обраного виду при заданих рівнях значущості, що в загальному випадку описується виразами (2.47), (2.48), дають змогу одержати множини значень параметрів вказаної нелінійної залежності, чому відповідають блоки 7–9. При цьому ідентифікація характеристик кожного з вимірювальних каналів (наприклад, для каналу фази А – блоки 1, 4, 7) здійснюється за відсутності струму у двох інших каналах. Незалежність функціонування вимірювальних каналів у дозволяє визначити відносне відхилення (2.22) показів лічильника у складі вузла обліку від дійсної величини спожитої енергії. Використання таких залежностей для аналітичного визначення зв'язку лівої та правої меж (2.51) нечіткої функції (2.50), що характеризує точність обліку, з величинами струмів фаз здійснюється блоком 10. Використання нечіткої функції для вузла обліку, що визначається в блоці 10, дає змогу оцінити граничний рівень довіри, блок 11. Таке оцінювання здійснюється за (2.54) на основі експериментів, в яких вузол обліку функціонує в режимі зниженого навантаження при несиметричних струмах трьох каналів. В результаті ідентифікації характеристик вузла обліку (на виході підсистеми I) одержують аналітичний вираз для нечіткої функції (2.50), що характеризує невизначеність вимірювання електроенергії (вихід блоку 10), та граничну величину рівня довіри (вихід блоку 11).

Ідентифіковані у підсистеми I метрологічні характеристики є вхідними величинами для підсистеми II. Остання дозволяє оцінити невизначеність вимірювання електроенергії при конкретних струмах під час режиму зниженого навантаження. Можливо безпосередньо вимірювати первинні струми вузла обліку, проте при практичній реалізації такий підхід характеризується недоліками. Зокрема, необхідне використання додаткових засобів вимірювання струму, що розраховані на протікання робочих та аварійних струмів споживача. Крім того, для таких додаткових засобів вимірювання струму необхідно

визначати статичні характеристики в режимі зниженого навантаження. Тому раціональним видається контроль вторинних струмів вимірювальних трансформаторів, що входять до складу вузла обліку. При використанні можливості цифрового лічильника трансформаторного підключення вимірювати струми і видавати виміряні значення, реалізація функцій підсистеми II може бути здійснена програмно без залучення додаткового апаратного забезпечення. Такий підхід також виправданий наявністю статичних характеристик вимірювальних трансформаторів, які були визначені у блоках 1–3. Це дозволяє, використовуючи обернені до (2.23) залежності, за вторинними струмами оцінити первинні струми, блоки 12–14.

Оцінені таким чином струми навантаження надходять до блоку 15, який визначає функцію приналежності (2.53) для нечіткої функції, що надходить з блоку 10. За одержаною функцією приналежності, з урахуванням граничного рівня довіри, який надходить з блоку 11, в блоці 15 визначається відносне відхилення показів лічильників трансформаторного підключення від дійсної величини спожитої енергії, що описується нечітким числом $\overset{\circ}{\delta}W$. На виході блока 15 видаються L–R межі вказаного нечіткого числа при граничному рівні довіри:

$$\overset{\circ}{\delta}W = [\delta W_L; \delta W_R]. \quad (2.56)$$

Дійсне значення споживання енергії під час режиму зниженого навантаження при визначених струмах описується нечітким числом $\overset{\circ}{W}$, що визначається, виходячи з (2.15), як:

$$\overset{\circ}{W} = \frac{W_{PI1}}{\overset{\circ}{\delta}W + 1}. \quad (2.57)$$

При граничному рівні довіри нечітке числом $\overset{\circ}{W}$ дійсного обсягу електроенергії характеризується межами, що оцінюються в блоці 16 відповідно до залежності:

$$\overset{\circ}{W} = [W_L; W_R] = \left[\frac{e}{\overset{\circ}{e}} \frac{W_{PI1}}{\delta W_R + 1}; \frac{W_{PI1}}{\delta W_L + 1} \frac{\overset{\circ}{u}}{\overset{\circ}{u}} \right], \quad (2.58)$$

де W_{PI1} – обсяг електроенергії, виміряний лічильником трансформаторного підключення протягом режиму зниженого навантаження; залежність лівої W_L (правої W_R) межі числа від δW_R (відповідно – δW_L) пояснюється тим, що під час перетворень залежності (2.15) вказане значення опинилося в знаменнику.

Межі нечіткої величини (2.58) є вихідною величиною підсистеми II та математичної моделі. Інтервал $[W_L; W_R]$ визначає межі, в яких знаходиться дійсне споживання електроенергії за час функціонування вузла обліку в режимі зниженого навантаження при визначеному граничному рівні довіри. Для практичного застосування можливо прийняти праву межу W_R вказаного інтервалу як дійсне значення споживання електроенергії за час режиму зниженого навантаження в найбільш несприятливих умовах, що відкриває шлях до практичного застосування запропонованої моделі.

Висновки по розділу 2

Уточнена математична модель невизначеності вимірювання електроенергії при зниженому навантаженні надає аналітичне підґрунтя для оцінювання величини недообліку електроенергії в реальних умовах. Застосування такого підходу дозволяє енергопостачальній компанії перейти від закликів споживачів щодо унормування режиму роботи вузлів обліку до аргументованого діалогу.

Розроблена математична модель розв'язує питання зниження нетехнологічних втрат електроенергії, що обумовлені недоліками функціонування вузлів обліку. Оцінювання невизначеності обліку електроенергії нечітким інтервалом, межі якого отримують в результаті застосування запропонованої математичної моделі, підвищує точність вимірювання за рахунок наступного. Енергопостачальна компанія уточнює місячне споживання електроенергії, розраховане за показами лічильника у складі вузла обліку, шляхом врахування необлікованої, під час режиму зниженого навантаження, енергії.

РОЗДІЛ 3 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНА ІДЕНТИФІКАЦІЯ ЗНАЧЕНЬ ПАРАМЕТРІВ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ДЛЯ ОЦІНЮВАННЯ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ ВИМІРЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Даний розділ присвячено експериментальному оцінюванню значень параметрів запропонованої математичної моделі, яка характеризує невизначеність вимірювання електроенергії вузлом обліку в режимі зниженого навантаження. Наводяться особливості улаштування лабораторного дослідницького стенда, порядок оброблення емпіричних даних. На основі аналізу експериментальних даних одержано статистичні оцінки значень параметрів статичної характеристики вимірювальних трансформаторів струму. Показано статистичну незначимість впливу номінального коефіцієнта трансформації на статичну характеристику. Оцінено невизначеність вимірювання струму трансформатором електромагнітного типу при зниженому первинному струмі. Для вузла обліку конкретного типу, на основі експериментальних даних, оцінено значення параметрів нечіткої функції, що характеризує невизначеність вимірювання. Визначено емпіричне значення граничного рівня довіри.

3.1 Експериментальний стенд для дослідження точності вимірювання електроенергії в режимі зниженого навантаження

Лабораторні дослідження проводилися з використанням вузла обліку електроенергії, що укомплектований наступним обладнанням [111].

1. Цифрові лічильники електроенергії (рис. 3.1):

- трансформаторного підключення типу NIK2307 ART T.1600.M2.21, виробник – Україна, номер лічильника 10011625, умовне позначення – PI1;
- прямого підключення типу NIK2307 ARP3 T.1600.M2.21, виробник – Україна, номер лічильника 10011753, умовне позначення – PI2.

Клас точності обох лічильників при вимірюванні активної енергії за ДСТУ EN 62053-22, ДСТУ EN 62052-11 становить 0,5 S [127]. Номінальний струм дорівнює 5 А. При вимірюванні активної енергії чутливість становить 5 мА. Основні технічні характеристики лічильників наведено в додатку Б, табл. Б.1, Б.2.

2. Вимірювальні трансформатори струму (по три кожного типу): Т-0,66-600/5 класу точності 0,5 S, Т-0,66-100/5 класу точності 0,5 (рис. 3.1), Т-0,66-300/5 класу точності 0,5 S (виробник – Україна).

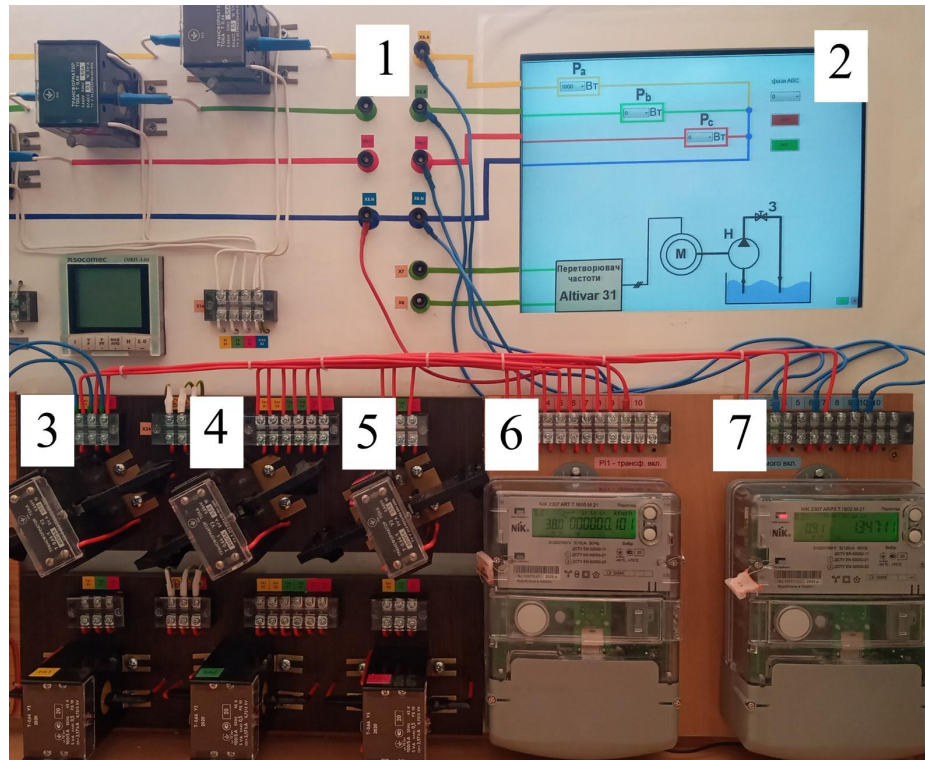


Рис. 3.1. Лабораторна установка для дослідження статичної характеристики вимірювального трансформатора струму при зниженому навантаженні вузла обліку: 1 – клеми трифазного регульованого навантаження; 2 – екран для керування навантаженням; 3, 4, 5 – вимірювальні трансформатори струму Т-0,66-600/5 фаз А, В, С, відповідно, вузла обліку; 6 – лічильник електроенергії РІ1 трансформаторного підключення типу NIK2307 ART T.1600.M2.21; 7 – лічильник РІ2 прямого підключення типу NIK2307 ARP3 T.1600.M2.21

3. Активне навантаження виконане за допомогою ламп розжарювання. Керування лампами здійснюється за допомогою проміжних реле, оптронної розв'язки, мікроконтролерної плати Arduino UNO та комп'ютерної програми з інтерфейсом користувача. До кожної фази підключено по 4 лампи потужностями 500 Вт, 300 Вт, 200 Вт та 100 Вт. Включення ламп в різних комбінаціях дозволяє формувати на кожній фазі активне навантаження від 0 Вт до 1100 Вт з кроком 100 Вт. Крім того, є можливість підключення додаткового активного навантаження 1000 Вт до кожної фази. Улаштування панелі з лампами розжарювання, що відіграють роль активного навантаження, розкриває додаток Б, рис. Б.1.

Принципова електрична схема зібраного в лабораторних умовах вузла обліку електроенергії, що споживається активним регульованим навантаженням, наведена на рис. 3.2 [128]. Схема включає лічильник електроенергії РІ1, струмові обмотки якого підключені до мережі номінальною лінійною напругою 380 В через вимірювальні трансформатори струму ТА1–ТА3. Обмотки напруги даного лічильника підключені до вхідних клем фаз А, В, С та нейтралі N схеми. Також встановлено лічильник РІ2, струмові обмотки якого безпосередньо підключені у розрив відповідних фаз. До виходу лічильника РІ2 підключено активне регульоване навантаження, що передбачає можливість підключення ламп EL1, EL2, EL3, EL4 потужностями 100 Вт, 200 Вт, 300 Вт, 500 Вт, відповідно, до фази А, ламп EL5–EL8 до фази В, ламп EL9–EL12 до фази С. Також до кожної фази може підключатися додаткове активне навантаження 1000 кВт (EL13–EL18).

Наведена схема лабораторного стенда дає змогу досліджувати точність обліку електроенергії в режимі зниженого навантаження. Результати дослідів фіксувалися у протоколі, додаток Б, табл. Б.3. Експериментальні дослідження проводилися з використанням трьох вимірювальних трансформаторів струму типу Т-0,66-300/5 (Україна) та трьох – типу Т-0,66-600/5 (Україна). Конструкція лабораторного вузла обліку передбачає можливість змінювати панелі з трансформаторами струму.

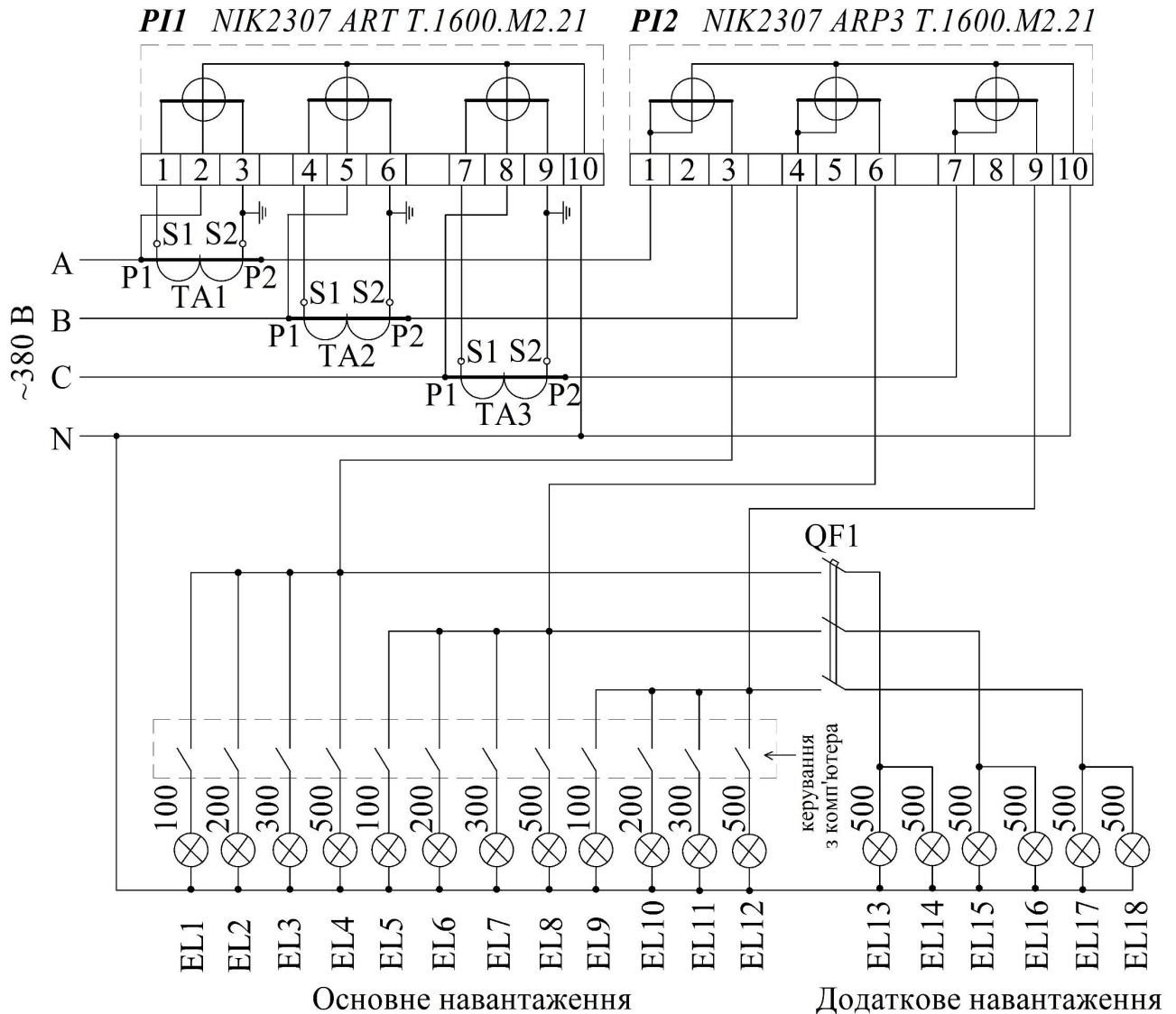


Рис. 3.2. Принципова електрична схема зібраного в лабораторних умовах вузла обліку електроенергії, що споживається активним регульованим навантаженням

Для реєстрації вторинних струмів використовувалася можливість цифрового лічильника PI1 вимірювати та відображати струми по фазам. Реєстрація первинних струмів вимірювальних трансформаторів здійснювалася за допомогою додаткового цифрового лічильника PI2. Струмові обмотки такого лічильника були підключені послідовно до первинних обмоток вимірювальних трансформаторів струму. Всі прилади мають клас точності 0,5 S. Такий підхід дозволяє отримати первинні та вторинні струми вимірювальних

трансформаторів, що є первинними експериментальними даними, при їх функціонуванні у складі вузла обліку.

3.2 Характеристики вимірювальних трансформаторів струму в області низьких навантажень

3.2.1 Умови проведення та результати експериментальних досліджень статичної характеристики вимірювальних трансформаторів струму

Експериментальні дослідження статичної характеристики вимірювальних трансформаторів струму проводилися на лабораторному стенді відповідно до плану дослідів (додаток В, табл. В.1). В дослідях №№ 1–23 передбачалося використовувати вимірювальні трансформатори струму Т-0,66-300/5, коефіцієнт трансформації яких дорівнює $k_r=60$. В досліді № 1 заплановано підключити трифазне навантаження 300 Вт, що, за номінальної лінійної напруги 380 В та $\cos \varphi = 1$, відповідає лінійному струму 0,46 А. В кожному наступному досліді навантаження збільшувалося на 100 Вт (відповідно крок збільшення лінійного струму становив 0,15 А), досягнувши 2700 Вт в досліді № 23 (розрахунковий лінійний струм 4,1 А). Відповідно, розрахунковий вторинний струм кожного трансформатора струму змінюється від 7,6 мА в досліді №1 до 68,3 мА в досліді №23 [129]. Аналогічним чином передбачалося формування навантаження в дослідях №№ 24–46, де використовувалися вимірювальні трансформатори струму Т-0,66-600/5 з $k_r=120$. Відповідно, розрахунковий вторинний струм кожного трансформатора струму змінюється від 3,8 мА в досліді №24 до 34,2 мА в досліді №46. В ході проведення кожного досліду передбачається фіксувати у протоколі (додаток Б, табл. Б.3) початкові та кінцеві показники лічильників.

Результати експериментальних досліджень статичної характеристики вимірювальних трансформаторів струму при зниженому навантаженні вузла обліку наведено у додатку В, табл. В.2–В.7. До табл. В.8, додаток В, занесені зведені з табл. В.2–В.7 вибіркові значення первинних та вторинних струмів вимірювальних трансформаторів струму відповідно до показів лічильників РІ2

та Р11, відповідно, після первинної фільтрації, що передбачала викреслення випадкових викидів. Оброблення результатів експериментальних досліджень здійснювалося за допомогою програми, що складена на m-мові у програмі MATLAB. Фрагмент програми, що забезпечує задавання експериментальних даних (відповідно до табл. В.8 додатку В) наведено у додатку Д, лістинг Д.1. Одержані в результаті вимірювань емпіричні точки, що відповідають залежності $I_s^*(I^*)$, зображені на рис. 3.3.

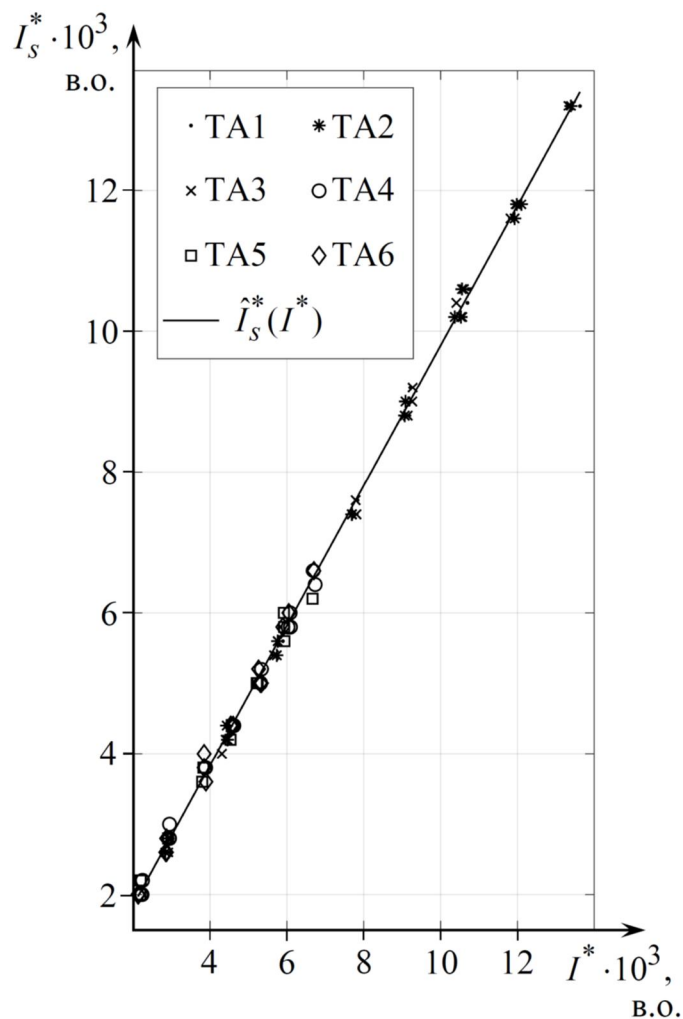


Рис. 3.3. Емпіричні точки залежності вторинного струму I_s^* , в. о., від первинного струму I^* , в. о., для трансформаторів струму ТА1–ТА3 (типу Т-0,66-300/5) та ТА4–ТА6 (типу Т-0,66-600/5), та регресійна пряма $\hat{I}_s^*(I^*)$, що відповідає статичній характеристиці

3.2.2 Вплив номінального коефіцієнта трансформації на статичну характеристику трансформатора струму

В якості незалежної змінної (коваріанти) розглядається відносне значення первинного струму I^* , яке під час вимірювань приймало $n=17$ значень з проміжку від $2,122 \cdot 10^{-3}$ в. о. до $1,363 \cdot 10^{-2}$ в. о. Залежною величиною (варіантою) є відносне значення вторинного струму I_s^* , що знаходилося в діапазоні від $2 \cdot 10^{-3}$ в. о. до $1,32 \cdot 10^{-2}$ в. о. Для кожного з $m=6$ вимірювальних трансформаторів струму для $j=\overline{1,n}$ вимірювань зв'язок вторинного струму з первинним характеризується невизначеністю ξ_{ij} . Приймається припущення про стандартний нормальний розподіл $(0, \sigma^2)$ невизначеностей ξ_{ij} . Тоді для кожної експериментальної точки маємо [130]:

$$I_{sij}^* = \mu + \tau_i + \beta(I_{ij}^* - \bar{I}^*) + \xi_{ij}, \quad (3.1)$$

де $i=\overline{1,m}$ – номер групи спостережень (вимірювального трансформатора струму); значення \bar{I}^* обчислюється як:

$$\bar{I}^* = \frac{1}{m \times n} \mathop{\text{a}}_{i=1}^m \mathop{\text{a}}_{j=1}^n I_{ij}^*. \quad (3.2)$$

Перший етап коваріаційного аналізу передбачає здійснення однофакторного дисперсійного аналізу для перевірки наступної гіпотези [131]. Нульова гіпотеза H_0 : коефіцієнт трансформації не чинить статистично значимого впливу на статичну характеристику трансформатора струму при зниженому навантаженні вузла обліку, що відповідає виконанню умови $\tau_i=0$. Альтернативна гіпотеза H_1 : вплив коефіцієнта трансформації на статичну характеристику є статистично значимим, $\tau_i \neq 0$. Значення F-критерія обраховується з урахуванням емпіричного значення D_{ME} дисперсії нев'язки як [130]:

$$F_0 = \frac{(D_{BE} - D_{DE}) / (m - 1)}{D_{ME}}, \quad (3.3)$$

причому

$$D_{DE} = D_{ss} - (D_{ps})^2 / D_{pp}; \quad (3.4)$$

$$D_{DE} = E_{ss} - (E_{ps})^2 / E_{pp}; \quad (3.5)$$

$$D_{ME} = \frac{D_{DE}}{m(n-1)-1}; \quad (3.6)$$

$$D_{ss} = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n (I_{sij}^* - \bar{I}_s^*)^2; \quad (3.7)$$

$$\bar{I}_s^* = \frac{1}{m \times n} \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n I_{sij}^*; \quad (3.8)$$

$$D_{pp} = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n (I_{ij}^* - \bar{I}^*)^2; \quad (3.9)$$

$$D_{ps} = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n (I_{ij}^* - \bar{I}^*) (I_{sij}^* - \bar{I}_s^*); \quad (3.10)$$

$$E_{ss} = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \frac{\partial I_{sij}^*}{\partial \epsilon} - \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n I_{sij}^* \frac{\partial \bar{I}_s^*}{\partial \epsilon}; \quad (3.11)$$

$$E_{pp} = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \frac{\partial I_{ij}^*}{\partial \epsilon} - \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n I_{ij}^* \frac{\partial \bar{I}^*}{\partial \epsilon}; \quad (3.12)$$

$$E_{ps} = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \frac{\partial I_{ij}^*}{\partial \epsilon} \frac{\partial I_{sij}^*}{\partial \epsilon} - \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n I_{ij}^* \frac{\partial I_{sij}^*}{\partial \epsilon} - \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n I_{sij}^* \frac{\partial \bar{I}_s^*}{\partial \epsilon}; \quad (3.13)$$

Наведені залежності для здійснення дисперсійного аналізу реалізовані у вигляді програми, додаток Д, листинг Д.2. За результатами вимірювань на лабораторному устаткуванні відповідно до (3.2), (3.4)–(3.13) за допомогою комп'ютерної програми обчислено: $\bar{I}_s^* = 5,965 \cdot 10^{-3}$; $\bar{I}^* = 6,143 \cdot 10^{-3}$; $D_{ss} = 1,021 \cdot 10^{-3}$; $D_{pp} = 1,038 \cdot 10^{-3}$; $D_{ps} = 1,029 \cdot 10^{-3}$; $E_{ss} = 6,821 \cdot 10^{-4}$; $E_{pp} = 6,901 \cdot 10^{-4}$; $E_{ps} = 6,854 \cdot 10^{-4}$; $D_{DE} = 1,353 \cdot 10^{-6}$; $D_{DE} = 1,340 \cdot 10^{-6}$; $D_{ME} = 1,410 \cdot 10^{-8}$.

Згідно з (3.3) обчислено значення критерія Фішера $F_0=0,186$, додаток Д, лістинг Д.3. Критична точка розподілу Фішера $F_c(\alpha; m-1; m(n-1)-1)$ при рівні значущості $\alpha=0,05$ становить: $F_c(0,05; 5; 95)=2,310$. Оскільки $F_0 < F_c$, то при прийнятому рівні значущості нульова гіпотеза не може бути відкинута, тобто є підстави вважати $\tau_i=0$. Такий результат підтверджується порівнянням $p \gg \alpha$ асимптотичної значимості для вказаних степенів свободи ($p=0,453$) та рівня значущості [132].

Здійснений дисперсійний аналіз експериментальних даних, відповідно до (3.2), (3.4)–(3.13), для вимірювальних трансформаторів струму 300/5 та 600/5 класу точності 0,5 S дав підстави для невідкидання нульової гіпотези $H_0: \tau_i=0$ при $\alpha=0,05$. Такий результат підтверджує коректність припущення №2 (п. 2.3). Це дає підстави у моделі (2.23) вважати нульовим параметр τ , який визначає вплив коефіцієнта трансформації на статичну характеристику. Тобто вплив коефіцієнта трансформації вимірювального трансформатора струму в межах заданого класу точності на характер залежності вторинного струму від первинного в режимі зниженого навантаження не є статистично значимим. Такий результат також підтверджується незначною дисперсією експериментальних точок навколо лінії регресії (рис. 3.3). Можливість нехтування вказаним впливом визначає універсальність запропонованої моделі статичної характеристики в межах класу точності. З технічної точки зору вказана властивість пояснюється подібністю параметрів магнітних систем вимірювальних трансформаторів струму для низьковольтних вузлів обліку електроенергії. Оскільки вторинний номінальний струм більшості вимірювальних трансформаторів становить 5А, то модель (2.23) є коректною для низьковольтних трансформаторів класу точності 0,5 S з будь-яким первинним номінальним струмом.

3.2.3 Оцінювання параметрів статистичної моделі статичної характеристики вимірювального трансформатора струму

Оцінка $\hat{\mu}$ середнього значення вторинних струмів вимірювального трансформатора може бути визначена як $\hat{\mu} = \bar{I}_s^*$ відповідно до (3.8), тобто $\hat{\mu} = 5,965 \cdot 10^{-3}$. Оцінка $\hat{\beta}$ коефіцієнта лінійної регресії може бути знайдена після перевірки гіпотези $H_0: \beta=0$. Альтернативна гіпотеза $H_1: \beta \neq 0$. Значення F-критерія обчислюється як:

$$F_0 = \frac{(E_{ps})^2 / E_{pp}}{D_{ME}}. \quad (3.14)$$

Критична точка $F_c(\alpha; 1; m(n-1)-1)$ при рівні значущості $\alpha=0,05$ становить: $F_c(0,05; 1; 95)=3,941$. Розрахована за (3.14) величина критерія $F_0=4,828 \cdot 10^4$ суттєво перевищує критичну точку ($F_0 \gg F_c$), тому нульова гіпотеза H_0 відкидається. Це дає підстави прийняти альтернативну гіпотезу $H_1: \beta \neq 0$.

Для обчислення оцінки коефіцієнта лінійної регресії можна скористатися виразом:

$$\hat{\beta} = \frac{E_{ps}}{E_{pp}}. \quad (3.15)$$

Для умов експерименту відповідно до (3.15) обчислено: $\hat{\beta} = 9,932 \cdot 10^{-1}$. Для здійснення розрахунків використовувався фрагмент програми, наведений у додатку Д, лістинг Д.4.

Тоді з (2.23), враховуючи отримані оцінки параметрів, статистична модель статичної характеристики вимірювального трансформатора струму класу точності 0,5 S при зниженому навантаженні вузла обліку становить:

$$\hat{I}_s^*(I^*) = \hat{\mu} \Phi + \hat{\beta} \chi^*, \quad (3.16)$$

де $\hat{\mu} \Phi = \hat{\mu} - \hat{\beta} \bar{\chi}^* = -1,369 \cdot 10^{-4}$.

Лінія регресії відповідно до (3.16) побудована на рис. 3.3 Адекватність коваріаційної моделі експериментальним даним може бути перевірена шляхом

дослідження регресійних залишків виду:

$$e_{ij} = I_{sij}^* - \hat{I}_{sij}^* \quad (3.17)$$

На рис. 3.4 наведено графік залежності регресійних залишків за всіма трансформаторами струму від відносних значень первинних струмів. Окремо по кожному з трансформаторів струму регресійні залишки представлені на рис. 3.5. Залишки e_{ij} мають бути незалежними нормально розподіленими випадковими величинами з нульовим математичним очікуванням та має бути відсутня автокореляції першого порядку [130]. Для перевірки регресійних залишків на нормальність розподілу використовується критерій узгодженості Колмогорова-Смірнова, додаток Д, лістинг Д.5. Нульова гіпотеза H_0 : вибірка належить нормальному закону розподілу. Альтернативна гіпотеза: H_1 : вибірка не належить нормальному закону розподілу. Значення статистики критерія $K_0=5,310 \cdot 10^{-2}$ є меншим критичного значення критерія $K_c=1,327 \cdot 10^{-1}$, тобто $K_0 < K_c$, при рівні значущості $\alpha=0,05$, що не дає підстав для відкидання H_0 . Належність вибірки до нормального закону розподілу також підтверджується перевищенням асимптотичною значимістю $p=0,921$ величини α : $p > \alpha$ [132].

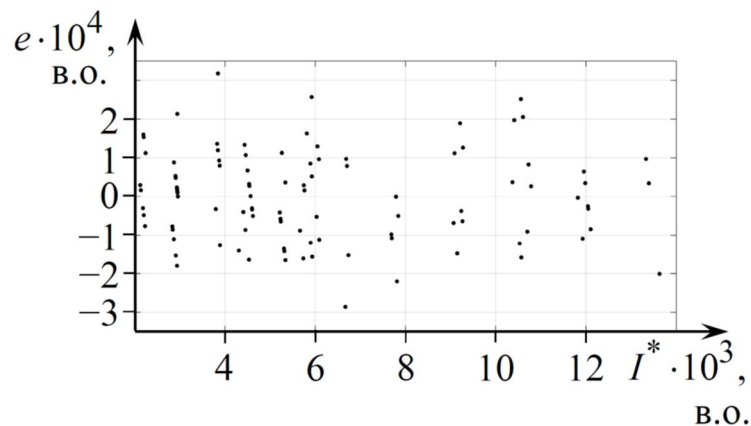


Рис. 3.4. Регресійні залишки e , в. о., по відношенню до величини коваріанти I^* , в. о.

Перевірка гіпотези $H_0: m[e]=0$ про нульове середнє регресійних залишків при альтернативній гіпотезі $H_1: m[e]\neq 0$ здійснювалося за допомогою критерія Ст'юдента (t -test), додаток Д, лістинг Д.5. Статистика t -критерія ($-2,556 \cdot 10^{-14}$) є значно меншою критичного значення критерія $t(1-\alpha; m \cdot n - 1) = t(0,95; 102 - 1) = 1,66$ при довірчій імовірності 0,95, що не дає підстав для відкидання H_0 .

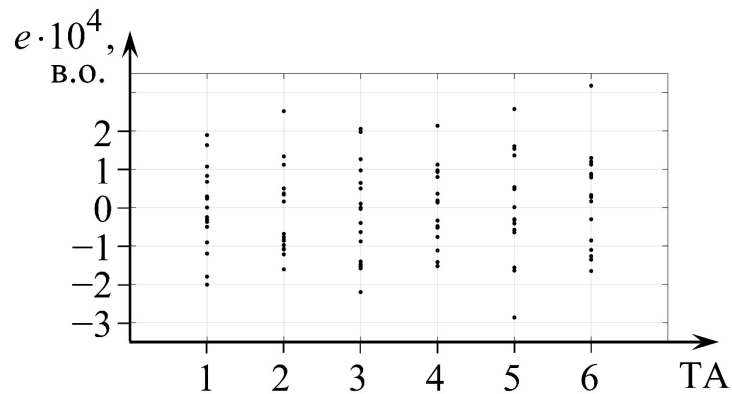


Рис. 3.5. Регресійні залишки e , в. о., для трансформаторів струму ТА1–ТА6

Тестування автокореляції першого порядку регресійних залишків здійснювалося за критерієм Дарбіна-Уотсона, додаток Д, лістинг Д.5. Перевіряється основна гіпотеза H_0 : випадкові відхилення регресійних залишків незалежні. При цьому альтернативна гіпотеза H_1 : має місце автокореляції між регресійними залишками. Розраховане значення критерія $D=2,115$. Теоретичні значення критерія для кількості спостережень $m \cdot n = 102$ при рівні значущості $\alpha = 0,05$ становлять: нижнє $d_L = 1,657$, верхнє $d_U = 1,696$. Оскільки $D > 2$, то з d_L і d_U порівнюється величина $(4 - D) = 1,885$. Нерівність $(4 - D) > d_U$ виконується, тому немає підстав відкидати H_0 . Відповідно, автокореляція між регресійними залишками не є статистично значимою.

Для оцінки відхилень значень варіанти, що обчислені за емпіричною лінією регресії, від істинних значень, які задаються теоретичною регресією,

побудовані довірчі інтервали (confident interval) $C_{1,2}(I^*)$ для регресійної прямої, рис. 3.6. З імовірністю $(1-\alpha)=0,95$ теоретична регресія лежить в діапазоні:

$$C_{1,2}(I^*) = \hat{I}_s^*(I^*) \pm t_{\alpha/2} \times s \times \sqrt{\frac{1}{m \times n} + \frac{(I^* - \bar{I}^*)^2}{D_{pp}}}, \quad (3.18)$$

де $t_{\alpha/2}$ - точка розподілу Ст'юдента для рівня значущості $\alpha/2$ при $m \cdot n - l - 1$ степенях свободи; l - степінь апроксимуючого полінома; s - стандартне відхилення результатів спостережень I_s^* відносно значень за лінією регресії:

$$s = \sqrt{\frac{1}{m \times n - l - 1} \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n e_{ij}^2}. \quad (3.19)$$

Для оцінювання інтервалу прогнозування (prediction interval) $P_{1,2}(I^*)$, який з імовірністю $(1-\alpha)=0,95$ покриває вибіркові значення варіанти, рис. 3.6, використана залежність:

$$P_{1,2}(I^*) = \hat{I}_s^*(I^*) \pm t_{\alpha/2} \times s \times \sqrt{1 + \frac{1}{m \times n} + \frac{(I^* - \bar{I}^*)^2}{D_{pp}}}, \quad (3.20)$$

Чисельні розрахунки інтервалів (3.18) та (3.20) здійснювалися за допомогою фрагмента програми, що наведений у додатку Д, лістинг Д.6.

Таким чином, одержано оцінки параметрів статистичної моделі (3.16), що пов'язує первинні та вторинні струмів вимірювальних трансформаторів в області знижених навантажень вузла обліку. Фрагмент графічного представлення такої статистичної моделі наведено на рис. 3.6, що ілюструє положення лінії регресії відносно експериментальних точок. Також з графіка можна встановити розташування довірчих інтервалів для лінії регресії та інтервалів прогнозування для вибірових значень вторинних струмів.

Застосування критерія Фішера дало підстави прийняти альтернативну гіпотезу $H_1: \beta \neq 0$ при рівні значущості 0,05, оскільки обчислене за (3.14) значення F-критерія на 4 порядки перевищує критичну точку. Це підтверджує коректність припущення №3 (п. 2.3). Також дає підстави стверджувати наявність статистично

значимого зв'язку між діючими значеннями первинного та вторинного струмів вимірювальних трансформаторів у складі вузла обліку при зниженому навантаженні останнього.

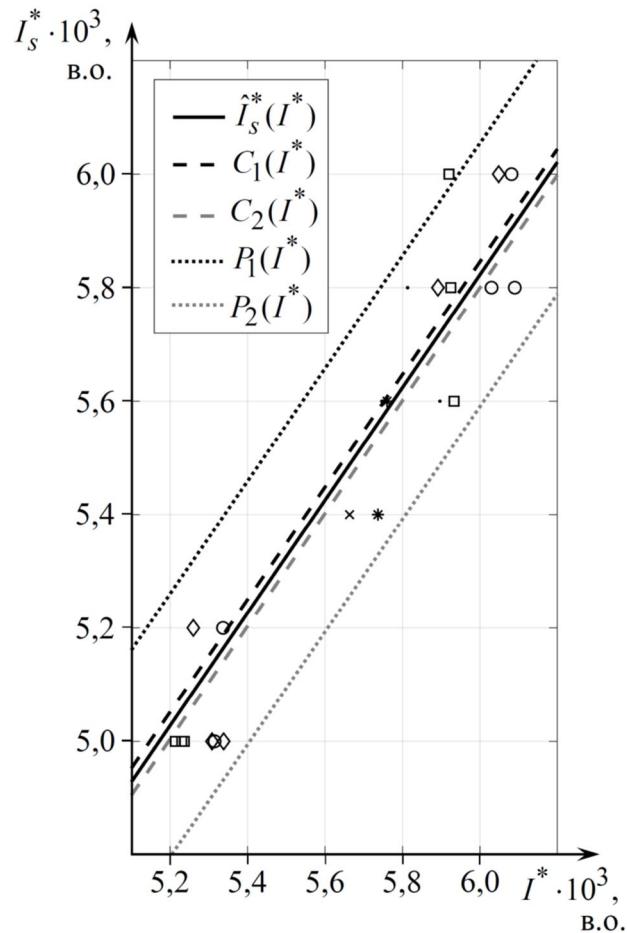


Рис. 3.6. Фрагмент лінії регресії $\hat{I}_s^*(I^*)$, в. о., довірчих інтервалів $C_1(I^*)$, $C_2(I^*)$, в. о., для лінії регресії та інтервалів прогнозування $P_1(I^*)$, $P_2(I^*)$, в. о., для вторинних струмів трансформатора струму в функції відносних значень первинних струмів I^* , в. о., з інтервалу $I^* \in [5,1 \cdot 10^{-3}; 6,2 \cdot 10^{-3}]$; позначення експериментальних точок відповідають прийнятим на рис. 3.3

Такий результат пояснюється віддаленістю зони низьких первинних струмів від зони насичення вольт-амперної характеристики трансформатора струму. Застосування апарату регресійного аналізу дало змогу розрахувати

чисельні значення оцінок параметрів статичної характеристики. Остання після спрощень представлена лінійною регресією (3.16), яка побудована на рис. 3.3. Дослідження регресійних залишків виду (3.17) дозволило встановити адекватність регресійної залежності експериментальним даним. Це підтверджено виконанням основних умов, що висуваються для регресійних залишків. По-перше, за критерієм узгодженості Колмогорова-Смірнова гіпотеза про належність вибірки до нормального розподілу не була відкинута за рівня значущості 0,05 (рис. 3.4). По-друге, за критерієм Ст'юдента гіпотеза про нульове математичне сподівання регресійних залишків не була відкинута при довірчій імовірності 0,95. По-третє, з використанням критерія Дарбіна-Уотсона встановлена відсутність підстав для відкидання гіпотези про незалежність випадкових відхилень регресійних залишків. Останню обставину ілюструє рис. 3.5, з якого можна встановити, що регресійні залишки не залежать від типу трансформатора струму ТА1–ТА6. Встановлено, що ширина довірчих інтервалів, що побудовані відповідно до (3.18), для емпіричної лінії регресії не перевищує $\pm 6,083 \cdot 10^{-5}$ в. о., рис. 3.6. Незначна величина (на 2 порядки менше від оцінки вторинного струму) довірчих інтервалів свідчить про достатню близькість емпіричної регресії до теоретичної. Це визначає можливість використання залежності (3.16) при отриманих оцінках параметрів в якості статичної характеристики вимірювального трансформатора струму класу точності 0,5 S при зниженому навантаженні вузла обліку в низьковольтних електромережах. Ширина інтервалів прогнозування вибіркових значень варіанти, отримана відповідно до (3.20), не перевищує $\pm 2,389 \cdot 10^{-4}$ в.о., рис. 3.6 [132]. Це дає змогу спрогнозувати інтервал знаходження вимірюваних значень вторинного струму вимірювального трансформатора у складі вузла обліку.

3.2.4 Невизначеність вимірювання струму трансформатором електромагнітної конструкції при зниженому первинному струмі

На основі одержаної статистичної моделі (3.16) статичної характеристики

вимірювального трансформатора струму класу точності 0,5 S можливо одержати вираз для визначення струмової похибки. Переходячи у виразі (1.8) до відносних значень струмів, отримаємо регресійну залежність струмової похибки від відносного значення первинного струму (рис. 3.7):

$$\hat{\varepsilon}(I^*) = \frac{\hat{\varepsilon}_s(I^*)}{\hat{\varepsilon}} - 1 \times 100\% = \frac{\hat{\alpha} \hat{\varphi}}{\hat{\varepsilon} I^*} + \hat{\beta} \frac{\hat{\varphi}}{\hat{\varepsilon}}, \quad (3.21)$$

де $\hat{\beta} \varphi = \hat{\beta} - 1 = -6,764 \cdot 10^{-3}$.

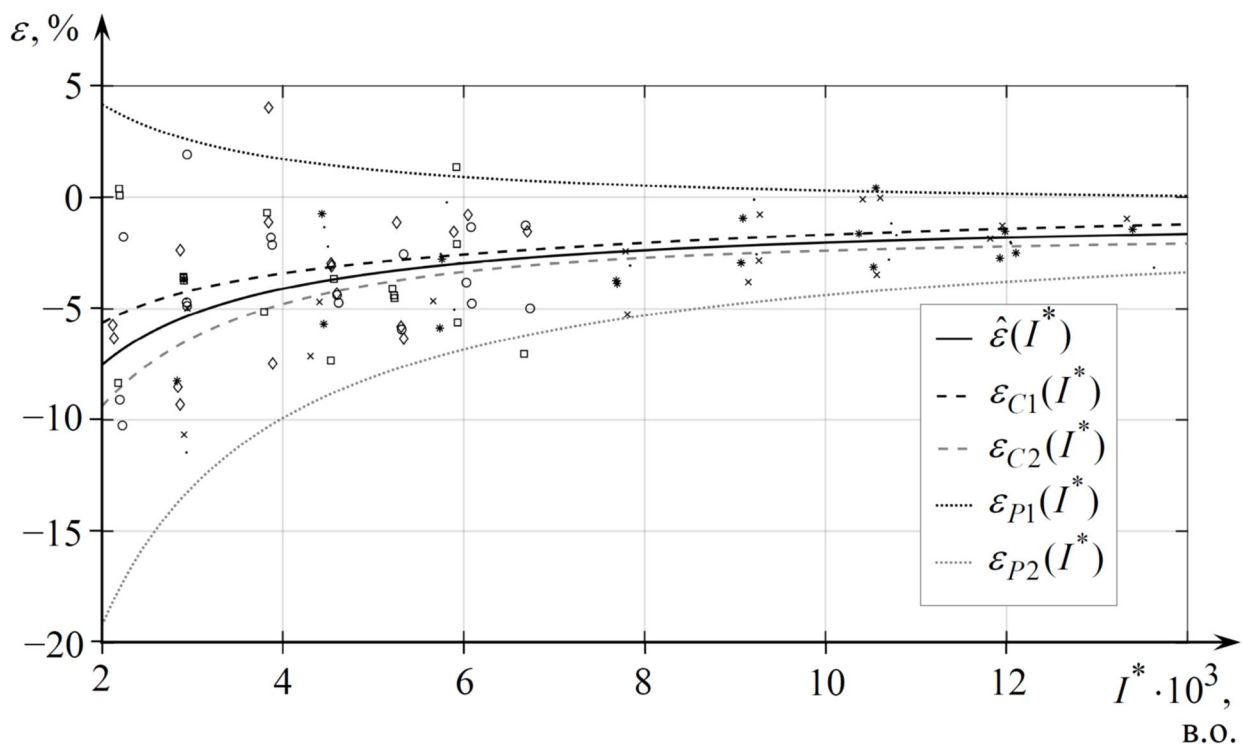


Рис. 3.7. Регресійна залежність струмової похибки $\hat{\varepsilon}$, %, вимірювальних трансформаторів струму класу точності 0,5 S, довірчі інтервали ε_{C1} , ε_{C2} для лінії регресії, інтервали прогнозування ε_{P1} , ε_{P2} для значень струмової похибки (при довірчій імовірності 0,95) в функції первинного струму I^* , в.о.; нанесені емпіричні вибіркові струмові похибки, відповідність яких до ТА1–ТА6 позначено аналогічно до рис. 3.3

Невизначеність регресійної залежності $\hat{\varepsilon}(I^*)$ може бути оцінена довірчими інтервалами, які обчислюються з використанням (3.18) наступним чином:

$$\varepsilon_{C1,2}(I^*) = \frac{\hat{e}_{C1,2}(I^*)}{\hat{e}} \cdot \frac{\hat{u}}{\hat{u}} \times 100\%. \quad (3.22)$$

Невизначеність вибірових емпіричних значень струмової похибки, для заданої довірчої імовірності, може бути оцінена інтервалами прогнозування, що обмежені лініями:

$$\varepsilon_{P1,2}(I^*) = \frac{\hat{e}_{P1,2}(I^*)}{\hat{e}} \cdot \frac{\hat{u}}{\hat{u}} \times 100\%. \quad (3.23)$$

Довірчі інтервали та інтервали прогнозування для струмових похибок, межі яких оцінені за залежностями, відповідно, (3.22) та (3.23), побудовані на рис. 3.7. Розрахунки проводилися з використанням програми, що наведена у додатку Д, лістинг Д.б.

Таким чином, невизначеність вимірювання струму трансформатором електромагнітної конструкції при зниженому первинному струмі оцінена за допомогою інтервалів зміни струмової похибки. Невизначеність оцінювання теоретичного значення струмової похибки при заданій величині первинного струму оцінюється межами (3.22) довірчого інтервалу. Оцінки невизначеності вибірових експериментальних значень дають межі (3.23) інтервалів прогнозування.

З використанням отриманої статичної характеристики (3.16) вимірювального трансформатора струму одержано вираз (3.21), що дає змогу оцінити струмову похибку при заданому значенні первинного струму. Для досліджуваного діапазону первинного струму (від $2 \cdot 10^{-3}$ в.о. до $1,4 \cdot 10^{-2}$ в. о.) оцінка струмової похибки змінюється від $-7,5\%$ до $-1,7\%$, відповідно (рис. 3.7). Ширина довірчих інтервалів лінії регресії для струмової похибки, що оцінені відповідно до (3.22), при довірчій імовірності 0,95 не перевищує $\pm 1,9\%$. Це характеризує невизначеність регресійної залежності струмової похибки від величини первинного струму. Невизначеність окремих оцінок струмової похибки визначається інтервалами прогнозування (3.23), ширина яких

змінюється від $\pm 11,7\%$ до $\pm 1,7\%$ при зміні первинного струму в досліджуваному діапазоні. Це визначає можливий діапазон зміни струмової похибки кожного з трансформаторів вузла обліку від 23,4% до 3,4% при функціонуванні останнього в режимі зниженого навантаження, рис. 3.7. Суттєва зміна ширини інтервалу прогнозування струмової похибки пояснюється зворотно пропорційною залежністю (3.23) останньої від первинного струму.

Визначення універсальної статичної характеристики (3.16) вимірювальних трансформаторів струму в межах заданого класу точності, порівняно з тренуванням нейронної мережі [71] для кожного конкретного пристрою, скорочує витрати часу на удосконалення вузла обліку. Невизначеність вимірювання струму вимірювальним трансформатором оцінена, на відміну від експериментальних графіків у роботі [64], регресійною залежністю (3.21) для струмової похибки з довірчими інтервалами (3.22). Перевагою такого підходу є можливість аналітичного визначення діапазону зміни струмової похибки для заданої величини первинного струму. Оцінювання меж інтервалів прогнозування (3.23) для вибіркових значень струмової похибки, на відміну від застосування коригуючих коефіцієнтів [72], дозволяє отримати інформацію про фактичний рівень недообліку електроенергії вузлом обліку.

Запропонована статистична модель (3.16) статичної характеристики вимірювального трансформатора струму розв'язує питання підтримання необхідної точності комерційного обліку електроенергії при зниженому рівні силового навантаження. Модель (3.16), що характеризується довірчими інтервалами (3.18), може бути безпосередньо використана у програмному забезпеченні вузла обліку для коригування показів лічильника за періоди зниженого первинного струму. Підвищення точності комерційного обліку досягається шляхом формування рахунків за спожиту електроенергію з урахуванням викривлення статичної характеристики вимірювальних трансформаторів залежно від рівня струму кожної фази. Необхідність такого коригування, за наявності сумнівів у споживачів електроенергії, обґрунтовується

суттєвими величинами та значним розмахом інтервалів прогнозування струмових похибок (рис. 3.7) вимірювальних трансформаторів.

3.3 Експериментальне оцінювання значень параметрів математичної моделі, що оцінює невизначеність вимірювання за кожним з вимірювальних каналів

Розглядається випадок функціонування у складі вузла обліку вимірювальних трансформаторів струму 600/5 класу точності 0,5 S. Для оцінювання невизначеності відхилення показів лічильника трансформаторного включення від лічильника прямого включення за вимірювальним каналом фази А здійснено 71 дослід, фази В – 66 дослідів, фази С – 67 дослідів. Зокрема, результати дослідів для фази А наведені у додатку Е. У табл. Е.1 наведено покази лічильника РІ1 трансформаторного підключення на початку і в кінці дослідів, у табл. Е.2 – аналогічні дані для лічильника РІ2 прямого підключення, обрахунок відносної похибки вимірювання здійснено у табл. Е.3. Тривалість кожного дослідів становила від 2 до 3 годин [133]. Під час кожного з дослідів навантаження досліджуваного каналу підтримувалося незмінним з проміжку $I_{\zeta}^* = 0, 2\%$, дві інші фази не були навантажені [134]. Значення верхньої межі такого діапазону обрано відповідно до подвоєної величина мінімального відносного первинного струму трансформатора струму $2I_{\min}^* = 2\%$. Досліди за різними фазами та рівнями навантаження проводилися рандомізовано. Через вплив збурень (зокрема, коливання напруги живлення, різна температура в приміщенні) підтримувати стабільний рівень навантаження для різних дослідів, що проводяться в різні дні, не було можливим. Тому в протоколах експериментів реєструвалися фактичні рівні струму.

Оцінювання значень параметрів математичної моделі, яка обґрунтована у пп. 2.4–2.6, здійснювалося у середовищі MATLAB з використанням програмного забезпечення, що наведено у додатку Ж. Програма GLOBAL_SCRIPT, текст якої

наведено у додатку Ж (лістинг Ж.1), а алгоритм функціонування ілюструє блок-схема на рис. 3.8, забезпечує обчислення значень множин параметрів $\{L\}$, $\{R\}$, $\{i\}$ кривих, які апроксимують нечіткі L–R функції (2.47)–(2.49) при заданих рівнях довіри.

Функціонування програми починається з введення вибірових емпіричних значень струмів $I_{\zeta\gamma i}^*$ та відносних відхилень $\delta W_{\zeta\gamma i}$ показів лічильника у складі вузла обліку, блок 2 (рис. 3.8). Оскільки під час багатоденних експериментів значення фактору впливу (рівня струму) немає можливості підтримувати на фіксованому рівні, обраних діапазон зміни струму, що відповідає режиму зниженого навантаження, розбивається на M інтервалів. Приймається, що кожен з таких інтервалів відповідає рівню струму під номером $\gamma = \overline{1, M}$. Для кожної фази $\zeta = \overline{1, 3}$ та кожного інтервалу струму $\gamma = \overline{1, M}$ (блок 3) здійснюється обчислення середніх значень $\bar{I}_{\zeta\gamma}^*$ вибірових величин струмів, блок 4. Блок 5 забезпечує задавання множини $\{l\}$ рівнів довіри, при яких обчислюються L–R межі нечітких функцій, що характеризують точність обліку електроенергії за заданою фазою. Для кожного $\zeta = \overline{1, 3}$ вимірювального каналу, кожного інтервалу струму $\gamma = \overline{1, M}$ та кожного рівня довіри $j = \overline{1, L}$ (блок 6) здійснюється обчислення меж нечіткого інтервалу $[\delta W_{L\zeta\gamma i}; \delta W_{R\zeta\gamma i}]$ та визначається результат вимірювання $\delta W_{\zeta\gamma i}$, що приймається як найближчий до істинного, блок 7. Вказані обчислення здійснюються з використанням підпрограми f_interv (додаток Ж, лістинг Ж.2).

На основі одержаних даних, для кожної фази $\gamma = \overline{1, M}$ та кожного рівня довіри $j = \overline{1, L}$ (блоки 8, 9) визначаються шукані значення множин параметрів $\{L\}$, $\{R\}$, блок 10. При цьому для апроксимації меж (2.47), (2.48) нечітких функцій (2.46), що характеризують залежність невизначеності обліку від

величини струму каналу, при кожному з визначених рівнів довіри $\{\lambda\}$ були використані залежності виду [135]:

$$F(x, \{K\}) = K^{(1)} \times \exp[-x / K^{(3)}] + K^{(2)} \times \exp[-x / K^{(4)}] + K^{(5)}, \quad (3.24)$$

де $\{K\} = \{K^{(1)}, \dots, K^{(5)}\}$ – множина параметрів.

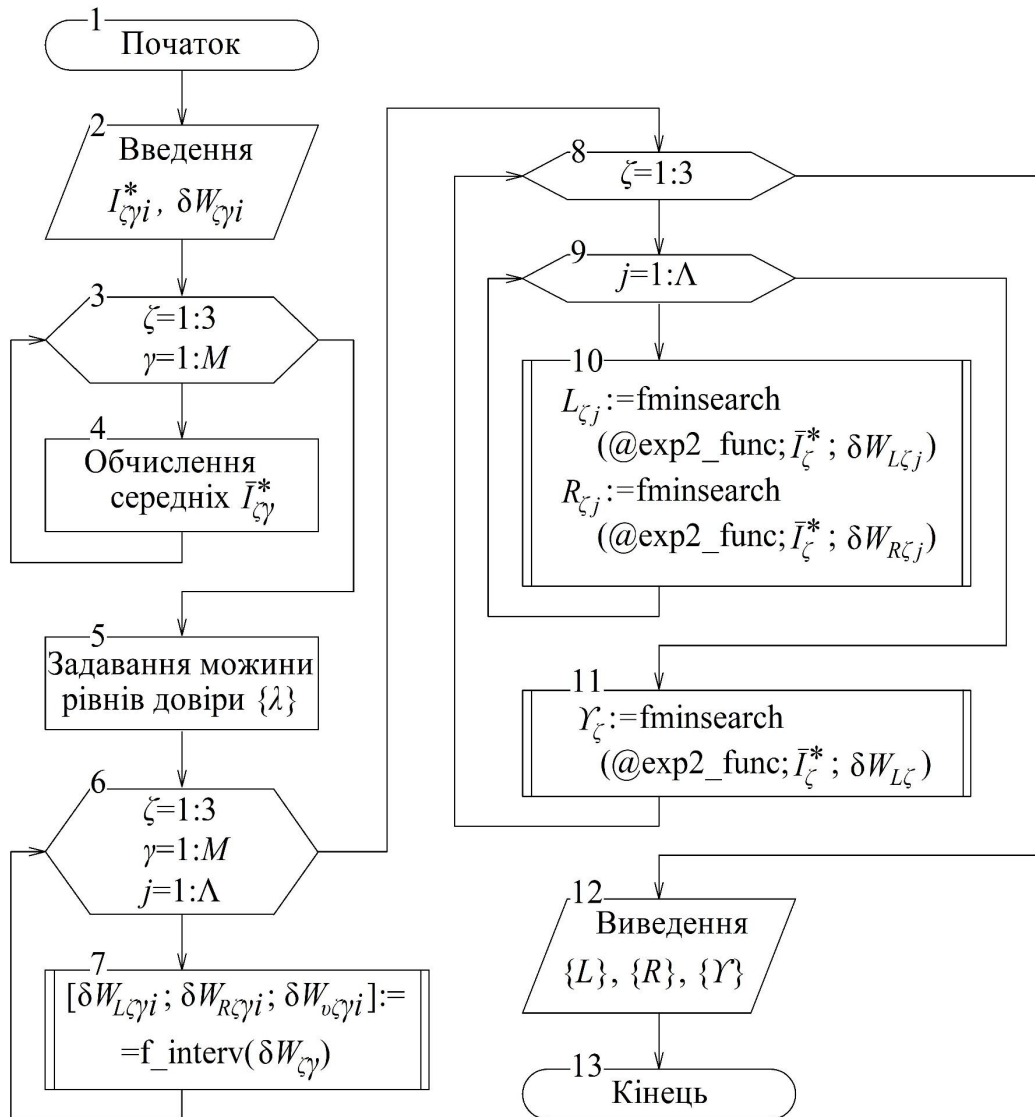


Рис. 3.8. Блок-схема алгоритму обрахування множин параметрів кривих, що апроксимують множину нечітких функцій L–R типу, які відповідають множині рівнів довіри та характеризують точність обліку електроенергії (програма GLOBAL_SCRIPT)

Обчислення значень множин параметрів залежності типу (3.24) для лівої та правої меж нечітких функцій здійснюється відповідно до методу найменших квадратів із застосуванням вбудованої MATLAB функції `fminsearch`, що реалізує симплекс метод Нелдера-Міда мінімізації функції декількох змінних. Нев'язки обчислювалися з використанням користувацької функції `exp2_func`, додаток Ж, лістинг Ж.3. Аналогічним чином для кожної фази обчислено значення параметрів апроксимації $\{j\}$ залежності, що відповідає найбільш близьким до істинного значення величинам відхилень, блок 11. Завершується алгоритм виведенням обчислених значень множин параметрів, блок 12.

Функція `f_interv` (додаток Ж, лістинг Ж.2), що розраховує межі нечіткого інтервалу для оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії при фіксованому струмі каналу відповідно до п. 2.4.1, функціонує за алгоритмом, що поданий на рис. 3.9 у вигляді блок-схеми.

Вхідними величинами для функції `f_interv` є, окрім вектора вимірних значень δW_i , також степінь L поліномів (2.32), (2.34), які апроксимують гілки функції приналежності, та рівень довіри λ^* , при якому визначаються межі нечіткого інтервалу (2.37), додаток Ж, лістинг Ж.2. Алгоритм передбачає сортування за збільшенням вимірних значень (блок 1, рис. 3.9), обчислення інтервалів D_k між суміжними відсортованими значеннями та знаходження найбільшого та найменшого інтервалу (блок 2). Для кожного інтервалу (блок 3) обчислюється частота m_k попадання вимірних значень відповідно до (2.27). Визначається номер u вимірної величини δW_u^* (рис. 2.4), для якої ширина інтервалу є найменшою (блок 5). Для точок, що належать гілці №1 функції приналежності (блок 5), обчислюють вибірккові значення $\mu_{1,k}$ такої функції відповідно до (2.28) та відносні значення $\tau_{1,k}$ вимірної величини згідно з (2.30), блок 6. Для точок гілки №2 (блок 7) проводять аналогічні обчислення: $\mu_{2,k}$ – за (2.29), $\tau_{2,k}$ – за (2.31), блок 8.

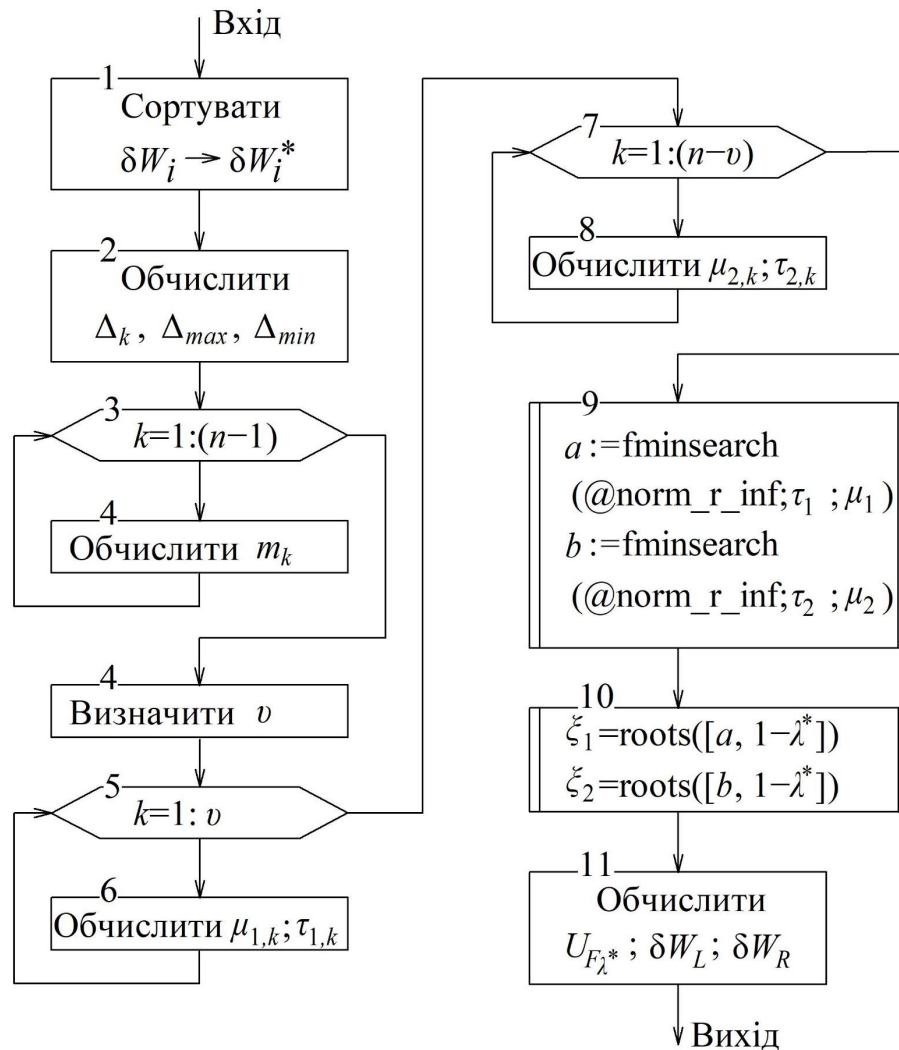


Рис. 3.9. Блок-схема алгоритму розрахунку меж нечіткого інтервалу для вимірюваної величини відповідно до заданих вибірових значень (функція `f_interv`)

Коефіцієнти апроксимації $\{a\}$, $\{b\}$ поліномів поліномів (2.32), (2.34), відповідно, обчислюються як мінімум чебишевської норми нев'язки (2.36). Для обчислення нев'язки, згідно з (2.33) або (2.35) використовується користувацька функція `norm_f_inf`, додаток Ж, лістинг Ж.4. Для відшукування коефіцієнтів полінома, при яких забезпечується найменша нев'язка, використовується вбудована функція `fminsearch`, що реалізує симплекс метод Нелдера-Міда (блок 9). Обчислення величин піддіапазонів ξ_1 та ξ_2 , залежність (2.37), що

відповідають заданому рівню довіри λ^* , здійснюється з використанням вбудованої MATLAB функції roots відшукування коренів полінома, блок 10. Завершується алгоритм обчисленням величини та меж нечіткого інтервалу за (2.37), (2.44), блок 11.

Функція f_interv повертає масив значень, який включає наступні величини: межі δW_L (елемент 1), δW_R (елемент 2) нечіткого інтервалу; результат вимірювання δW_v (елемент 3), що розглядається як найближчий до істинного; ширина нечіткого інтервалу у відносних одиницях $U_{F_{\lambda^*}}$ (елемент 4) та абсолютних одиницях $U_{F_{\lambda}}$ (елемент 5); масиви коефіцієнтів $\{a\}$ та $\{b\}$ (елементи 6 та 7, відповідно) апроксимуючих поліномів (2.32) та (2.34).

Для виконання поліноміальної апроксимації функції приналежності μ_{abc} , що визначається (2.53), при заданих значеннях струмів вимірювальних каналів, та обчислення експериментального значення рівня довіри розроблено процедуру lambda_exp, лістинг Ж.5 у додатку Ж. Для обчислення меж нечіткої функції $\delta W(I_A, I_B, I_C)$, що характеризує невизначеність вимірювання електроенергії трифазним вузлом обліку при заданому рівні довіри, процедура lambda_exp викликає функцію f_dW, лістинг Ж.6 у додатку Ж. Поліноміальна апроксимація може бути 1–3 порядків, для чого використовуються функції f_dWmu1–f_dWmu3 (додаток Ж, лістинги Ж.7–Ж.9).

Під час аналізу експериментальних даних діапазон зміни струму навантаження кожної фази був розбитий на 7 інтервалів, табл. 3.1. Розподіл вибіркового значення за інтервалами ілюструє табл. 3.1–3.3, додаток 3.

В межах інтервалу $\gamma=1, \dots, 7$ еквівалентний струм $I_{\zeta\gamma}$ визначався як математичне сподівання фактичних струмів, додаток 3, табл. 3.1–3.3. Для кожного каналу ζ по кожному діапазону струму γ оцінено межі (2.44) нечітких інтервалів (2.45), що включають істинне значення. Така оцінка здійснювалася для $\Lambda=13$ рівнів довіри: $\lambda_1^*=0,8$, $\lambda_2^*=0,75$, ..., $\lambda_{13}^*=0,2$. Межі нечітких інтервалів

для кожного інтервалу струму при рівнях довіри 0,2 та 0,8 наведені у табл. 3.1–3.3, додаток 3. Зокрема, при рівні довіри 0,4 нечіткі інтервали для δW_A , що характеризують невизначеність вимірювання за вимірювальним каналом фази А, ілюструє графік на рис. 3.10 [136, 137].

Таблиця 3.1

Межі струмового навантаження фази вузла обліку для обраних інтервалів

Номер інтервалу струму γ	Відносне струмове навантаження фази I^* , %	
	Нижня межа	Верхня межа
1	0	0,2
2	0,2	0,5
3	0,5	0,8
4	0,8	1,1
5	1,1	1,4
6	1,4	1,7
7	1,7	2,0

Для апроксимації експериментальних точок гілок функції приналежності відповідно до (2.32) та (2.34) використовувалися прямі лінії. Зокрема, для діапазону $\gamma=4$ значень струму по фазі В отримано (рис. 3.11): ліва гілка функції приналежності апроксимована залежністю $f_1(\tau_1)=1-1,47\cdot\tau_1$, права — $f_2(\tau_2)=1-5,36\cdot\tau_2$; найближча до істинного значення величина $\delta W_{\text{вВ}}=-0,4\%$; при рівні довіри $\lambda_9^*=0,4$ межі нечіткого інтервалу $\delta W_{LB4}|_{0,4} = -2,87\%$, $\delta W_{RB4}|_{0,4} = 0,28\%$.

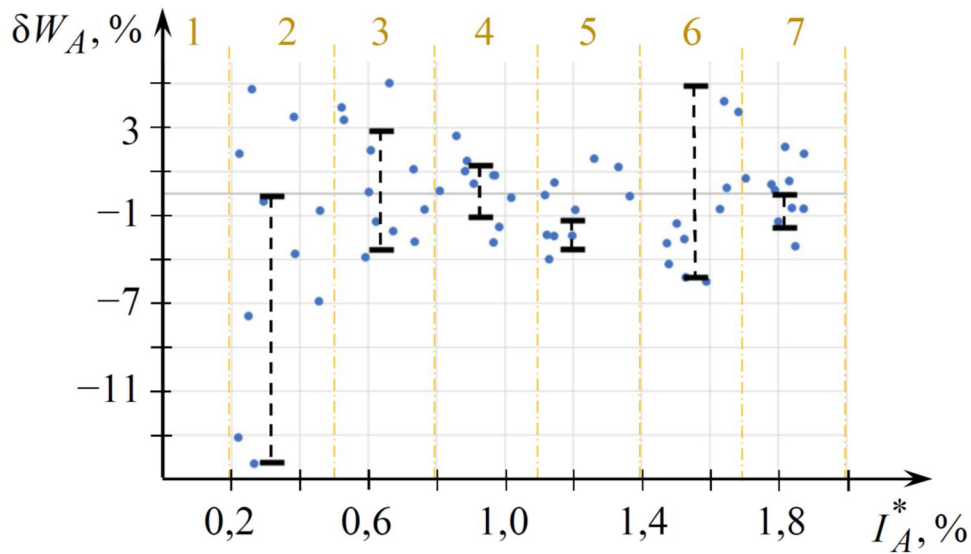


Рис. 3.10. Емпіричні точки та нечіткі інтервали для δW_A , що характеризують невизначеність вимірювання електроенергії вузлом обліку в режимі зниженого навантаження при рівні довіри 0,4

Для кожного з рівнів довіри межі (2.47), (2.48) нечітких функцій (2.46) були апроксимовані залежностями виду (3.24). Наприклад, при рівні довіри 0,4 нечітка функція, що характеризує невизначеність вимірювання електроенергії каналом фази А трифазного лічильника трансформаторного ввімкнення в режимі зниженого навантаження [124], рис. 3.12, становить:

$$\begin{aligned} \tilde{\delta W}_A(I_A^*) = & [K_L^{(1)}; K_R^{(1)}] \times \exp\left\{ \frac{-I_A^*}{[K_L^{(3)}; K_R^{(3)}]} \right\} + \\ & + [K_L^{(2)}; K_R^{(2)}] \times \exp\left\{ \frac{-I_A^*}{[K_L^{(4)}; K_R^{(4)}]} \right\} + [K_L^{(5)}; K_R^{(5)}], \end{aligned} \quad (3.25)$$

де $K_L^{(1)} = -2,72 \cdot 10^2$; $K_R^{(1)} = -6,01 \cdot 10^2$; $K_L^{(2)} = 2,03$; $K_R^{(2)} = 9,35$; $K_L^{(3)} = 9,84 \cdot 10^{-2}$; $K_R^{(3)} = 5,64 \cdot 10^{-2}$; $K_L^{(4)} = 2,15$; $K_R^{(4)} = 1,93 \cdot 10^{-1}$; $K_L^{(5)} = -3,42$; $K_R^{(5)} = -7,25$.

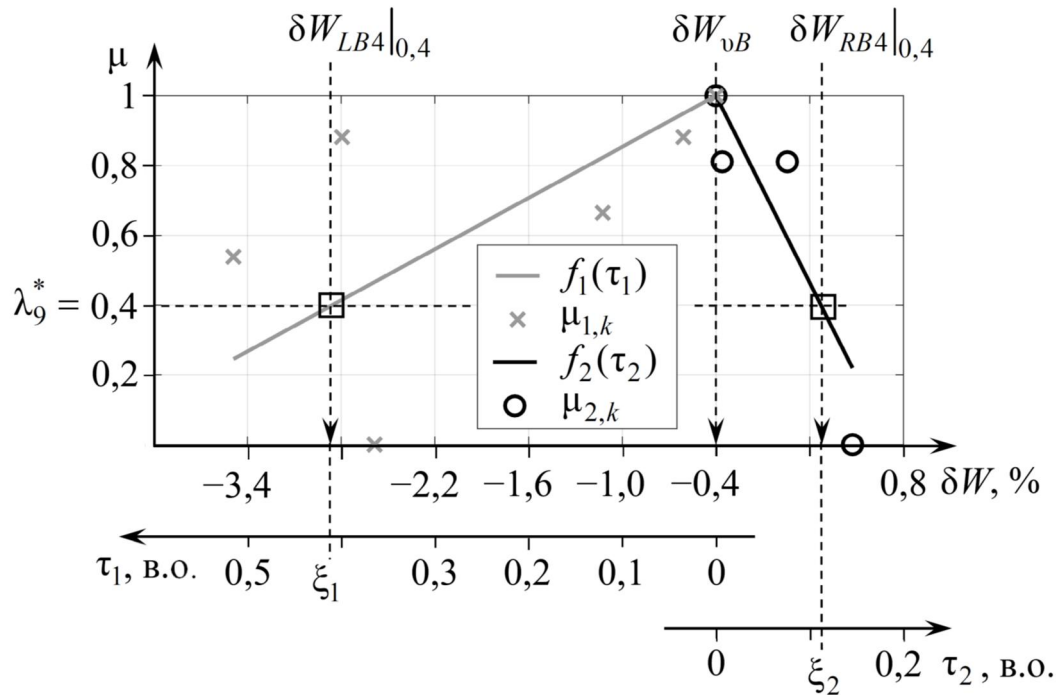


Рис. 3.11. Апроксимація гілок функції приналежності μ для відносних відхилень $\delta W, \%$, прямими лініями за експериментальними точками для діапазону $\gamma=4$ значень струму фази В, визначення найближчого до істинного значення та меж нечіткого інтервалу для вимірюваної величини при рівні довіри $\lambda_9^*=0,4$; наведені додаткові осі τ_1, τ_2 (в. о.) для відносних значень вимірюваної величини, що відповідають лівій та правій гілці μ

Межі нечіткої функції, що описують невизначеність вимірювання за каналом фази В при зниженому навантаженні, побудовані на рис. 3.13. Вісь ординат на рис. 3.13 масштабована з використанням «безпечного логарифму» (safe log). Це перетворення $y = \text{sign}(\delta W) \times \lg(1 + |\delta W|)$, що допускає використовувати в якості аргумента від'ємні числа [138]. Для ілюстрації меж нечітких інтервалів, що характеризують невизначеність вимірювання при усередненому значенні струму кожного з діапазонів, використані запропоновані коробкові діаграми. Оцінки коефіцієнтів регресії для граничних функцій при рівнях довіри 0,2 та 0,8 наведені у табл. 3.1–3.3, додаток 3.

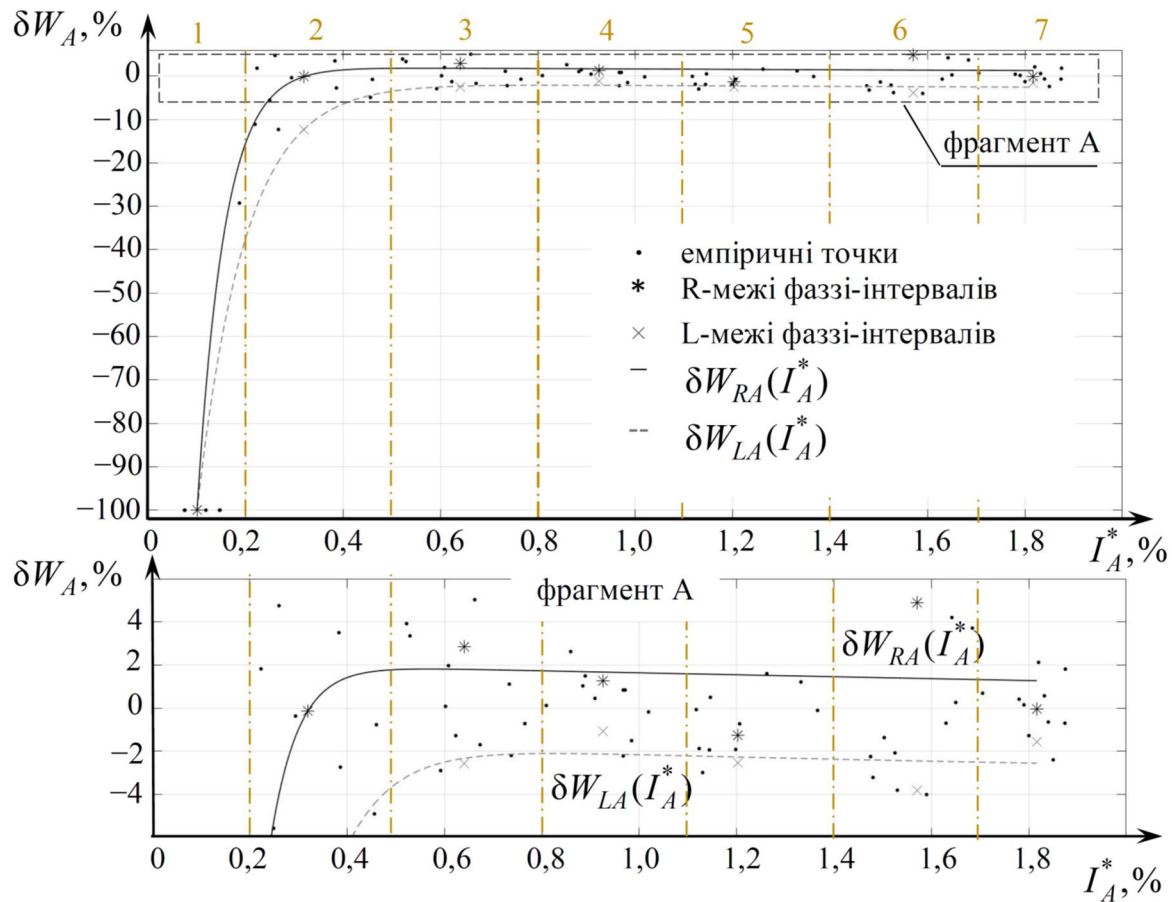


Рис. 3.12. Емпіричні точки залежності δW_A вимірювального каналу фази А від відносного значення струму I_A^* та L–R межі для нечіткої функції $\delta W_A(I_A^*)$ при рівні довіри 0,4

Для вузла обліку в лабораторних умовах встановлено, що при апроксимації гілок функції приналежності (2.26) для відносних відхилень δW допустимим є використання прямих ліній, рис. 3.11. Це пояснюється обмеженою кількістю (приблизно 5–6) експериментальних точок, що відповідають кожній з гілок. Апроксимація меж (2.47), (2.48) нечітких функцій (2.46) здійснена за допомогою функції (3.25), що являє собою суму двох експонент. Вибір такої залежності пояснюється суттєвою нелінійністю δW в області струмів до 0,5%, рис. 3.13. При більших значеннях струмів вказана залежність наближається до лінійної.

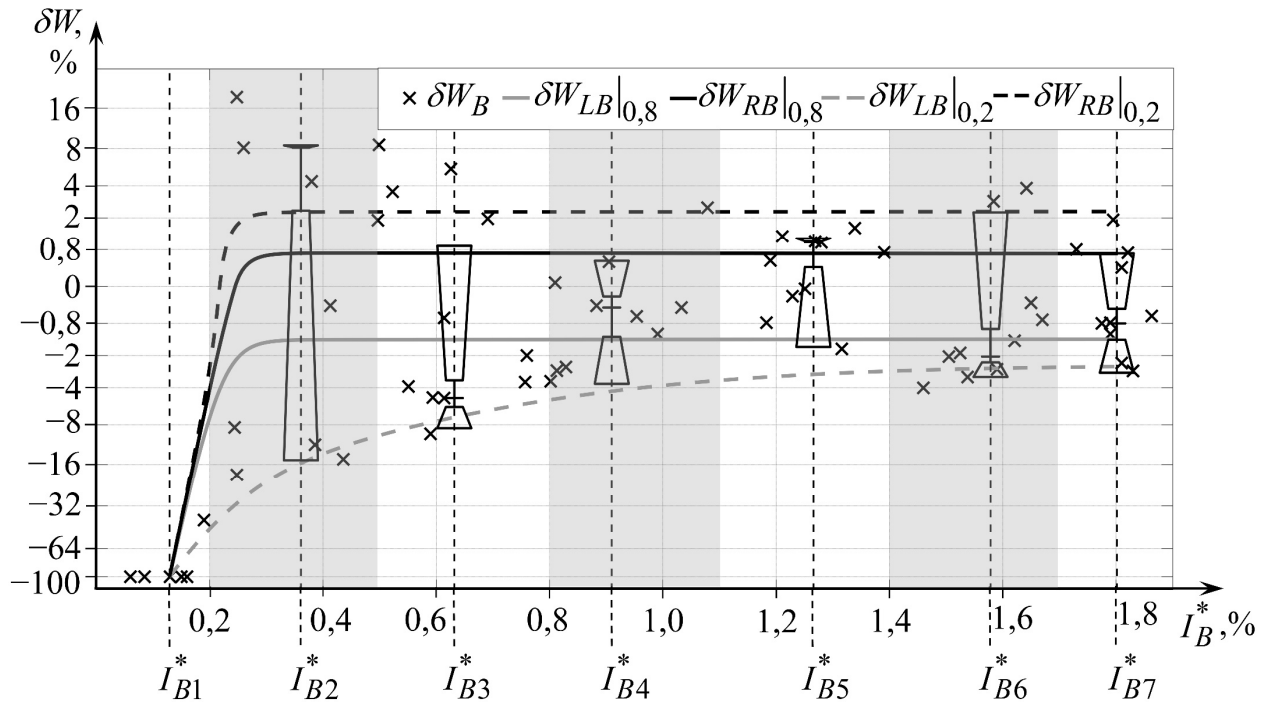


Рис. 3.13. Експериментальні точки $\delta W_B, \%$, розбиті на 7 діапазонів за струмом $I_B^*, \%$, фази В з коробковими діаграмами та межі нечіткої функції при рівнях довіри $\lambda_1^* = 0,8$ та $\lambda_{13}^* = 0,2$, якими апроксимовано відповідні нечіткі інтервали для вимірюваної величини

Аналіз графіків на рис. 3.13 дозволяє встановити, що для фази В лабораторного вузла обліку рівень струму 0,2% є межею чутливості. Споживання енергії при менших значеннях струму не може бути виміряне. При струмах від 0,2% до 0,8% рівень недообліку в найбільш несприятливих умовах може становити від -32% до -8%. З підвищенням величини струму найбільший недооблік зменшується, досягаючи 3% при струмі 2%. За іншими вимірювальними каналами має місце аналогічна картина. Збільшення величини недообліку електроенергії за каналом при зменшенні фазного струму (рис. 3.13) пояснюється збільшенням похибки трансформатора струму та зменшенням точності аналого-цифрового перетворення сигналів схемою цифрового лічильника.

3.4 Емпіричне обґрунтування рівня довіри для нечіткої функції, що описує невизначеність вимірювання електроенергії

Отримані числові оцінки параметрів нечітких функцій (2.46) для кожного каналу дають змогу оцінити невизначеність вимірювання лабораторним вузлом обліку як межі нечіткого інтервалу (2.55). Адекватність математичної моделі експериментальним даним пропонується оцінювати за фактичною величиною рівня довіри λ_e^* . В якості критерія адекватності приймається перевищення фактичним значенням λ_e^* мінімально допустимого рівня 0,4, що є типовим для вибірок обсягом до декількох сотень елементів [118].

Зокрема, експериментальне значення відносного відхилення показів лічильників при струмах $I_A^*=1,02\%$, $I_B^*=0,18\%$, $I_C^*=0,22\%$ становить $\delta W_e=-5,6\%$. Відповідно до (2.52) обчислено $\delta W_0=-2,54\%$. Апроксимація точок, що відповідають лівій гілці функції приналежності μ_{abc} , здійснена поліномом 3-го порядку (рис. 3.14):

$$\mu_{abcL} = 1,60 \times 10^{-3} \times \delta W^3 + 4,30 \times 10^{-2} \times \delta W^2 + 3,94 \times 10^{-1} \times \delta W + 1,75. \quad (3.26)$$

Точки, що відносяться до правої гілки (2.53), апроксимовані прямою лінією:

$$\mu_{abcR} = -2,28 \times 10^{-1} \times \delta W + 4,20 \times 10^{-1}. \quad (3.27)$$

Фактичний рівень довіри становить:

$$\lambda_e^* = \mu_{abcL}(\delta W_e) = \mu_{abcL}(-5,6) = 0,61.$$

Результати дослідів занесені до табл. 3.2 (рядок 1).

Аналогічним чином було проведено та оброблено результати ще 7 дослідів функціонування вузла обліку в режимі зниженого навантаження при несиметричних струмах каналів, величини яких в кожному досліді обиралися випадковим чином (табл. 3.2). З аналізу даних табл. 3.2 можна встановити, що фактичне значення рівня довіри у всіх дослідях $\lambda_e^* \geq 0,54$. Тому граничне значення рівня довіри приймається $\lambda_b^*=0,54$. Відповідно до сформульованого

критерія, це дає підстави прийняти гіпотезу про адекватність результатів математичного моделювання емпіричним даним.

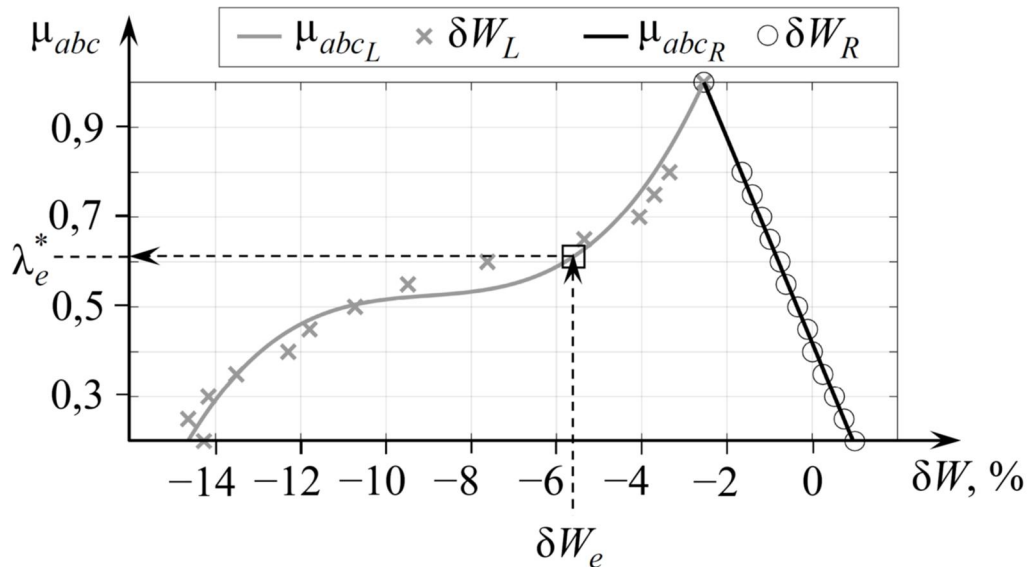


Рис. 3.14. Апроксимація гілок емпіричної функції приналежності μ_{abc} для відносного відхилення $\delta W, \%$, показів лічильників лабораторного вузла обліку електроенергії при $I_A^*=1,020\%$, $I_B^*=0,182\%$, $I_C^*=0,220\%$: ліва гілка апроксимована поліномом третього, права – першого порядку

Апроксимація експериментальних точок, що відповідають лівій та правій гілкам функції приналежності (2.53), здійснена з використанням поліномів, відповідно, третього (3.26) та першого (3.27) порядків. Емпірична функція приналежності побудована (рис. 3.14) для конкретних струмів фаз. При інших струмах чисельні характеристики функції будуть змінюватися. Проте встановлено, що найменшими похибками апроксимації характеризуються поліноми вказаних степенів для гілок функції приналежності.

Таблиця 3.2

Оцінювання адекватності математичної моделі невизначеності вимірювання електроенергії при зниженому навантаженні експериментальним даним

№ досліджу	Умови дослідів: струми вимірювальних каналів вузла обліку			Отримано за математичною моделлю: параметри нечіткого інтервалу при рівні довіри 0,4			Експерименталь- не відхилення	Фактичний рівень довіри
	I_A^* %	I_B^* %	I_C^* %	$\delta W_L _{0,4}$ %	δW_v %	$\delta W_R _{0,4}$ %		
1	1,020	0,182	0,220	-12,29	-2,54	0,01	-5,6	0,61
2	0,746	0,186	0,217	-14,58	-2,73	-0,14	-7,1	0,57
3	0,610	0,183	0,218	-16,51	-3,14	-0,52	-9,0	0,54
4	0,603	0,593	0,589	-3,07	-0,50	2,25	-0,7	0,97
5	0,534	0,524	0,454	-3,62	-0,51	2,20	-1,0	0,90
6	0,465	0,188	0,218	-19,23	-3,10	-0,46	-8,4	0,59
7	0,460	0,380	0,384	-5,55	-0,55	2,21	-2,7	0,62
8	0,224	0,220	0,147	-46,61	-17,67	-17,47	-24,9	0,78

На основі експериментальних даних встановлено, що для різних значень фазних струмів зберігається тенденція щодо несиметрії функції приналежності. Довжина інтервалу δW , що відповідає лівій гілці, суттєво (приблизно в 3–4 рази) переважає над інтервалом правої гілки (рис. 3.14). Це відповідає зсуву характеристики каналів (рис. 3.13) у від'ємну напівплощину. Така особливість пояснюється зниженням чутливості вимірювального обладнання вузла обліку в режимі зниженого навантаження. Наслідком цього є переважний недооблік електроенергії в режимі зниженого навантаження. Така обставина є суттєвою з точки зору фінансових втрат енергопостачальних компаній.

Висновки по розділу 3

Таким чином, в результаті експериментальної ідентифікації значень параметрів математичної моделі для оцінювання невизначеності вимірювання електричної енергії встановлено наступне.

1. Статистично підтверджено несуттєвість впливу коефіцієнта трансформації вимірювального трансформатора струму для конкретного класу точності на характер статичної характеристики у відносних одиницях. Це, на відміну від відомих підходів, підтверджує універсальність одержаної статистичної моделі статичної характеристики.

2. Підтверджено наявність статистично значимого лінійного зв'язку між первинним та вторинним струмами вимірювальних трансформаторів струму в разі зниженого навантаження вузла обліку. Адекватність оцінок параметрів лінійної регресії експериментальним даним за рівня значущості 0,05 підтверджено шляхом аналізу регресійних залишків. Достатня близькість емпіричної регресії до теоретичної підтверджується незначною шириною довірчих інтервалів ($\pm 6,083 \cdot 10^{-5}$ в. о.) для експериментальної характеристики, що на 2 порядки менше від оцінок вторинного струму вимірювального трансформатора.

3. В режимі зниженого навантаження вузла обліку невизначеність вибіркової оцінки струмової похибки трансформатора струму класу точності 0,5 S змінюється від $\pm 11,7\%$ до $\pm 1,7\%$ при збільшенні первинного струму, відповідно, від $2 \cdot 10^{-3}$ в.о. до $1,4 \cdot 10^{-2}$ в.о. Цим підтверджується доцільність підвищення точності обліку електроенергії в мережах низької напруги шляхом використання отриманої статичної характеристики у складі програмної частини цифрового лічильника.

4. Встановлено межу чутливості лабораторного вузла обліку, у складі цифрового лічильника типу NIK2307 ART та вимірювальних трансформаторів струму 600/5 класу точності 0,5S, на рівні 0,2%. При струмах до 0,8% рівень недообліку електроенергії за найбільш несприятливих умов може досягати 32%,

для струмів до 2% – може становити до 3%.

5. Підтверджена адекватність результатів математичного моделювання експериментальним даним. Зіставлення аналітично отриманої функції приналежності для відносних відхилень показів вузла обліку з емпірично одержаною величиною такого відхилення дало змогу встановити граничне значення рівня довіри. В рандомізованих дослідях таке значення не було менше від 0,54. При мінімально допустимому значенні 0,4 критерія адекватності отриманий результат є задовільним.

РОЗДІЛ 4 ПІДВИШЕННЯ ТОЧНОСТІ ВИМІРЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ВУЗЛОМ ОБЛІКУ

Даний розділ присвячено обґрунтуванню шляхів практичного застосування математичної моделі для оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії. Запропонована прикладна програма, яка реалізує результати математичного моделювання, дозволяє оцінювати найбільш можливий недооблік та реальне споживання електроенергії в режимі зниженого навантаження за значеннями робочих параметрів вузла обліку. Визначена сфера застосування розробленого програмного забезпечення. Сформульовано практичні рекомендації щодо дій в разі виявлення неприпустимого рівня необлікованої електроенергії.

4.1 Розроблення програмного забезпечення для оцінювання недообліку електроенергії в режимі зниженого навантаження

Більшість сучасних цифрових та розумних лічильників електроенергії забезпечують вимірювання та видачу вимірних значень не тільки електроенергії, але і додаткових параметрів, зокрема – струмів у вторинних обмотках вимірювальних трансформаторів струму. Відповідно до розробленої математичної моделі, структурна схема якої наведена на рис. 2.9, така інформація може бути використана для оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії та, відповідно, для оцінювання реального споживання в режимі зниженого навантаження.

Якщо автоматизована система обліку електроенергії, або передова вимірювальна інфраструктура, забезпечує одержання показів лічильника і величин вторинних струмів вимірювальних трансформаторів через певні проміжки часу (від одиниць до десятків хвилин), то ці дані можуть бути використані у розробленому програмному забезпеченні EMRL (Energy Meter

Reduced Load) для оцінювання найбільш можливого недообліку та реального споживання електроенергії.

Загальний вигляд інтерфейсу користувача програми EMRL наведено на рис. 4.1.

Початок: дата і час	Початок: покази, кВт*год	Кінець: дата і час	Кінець: покази, кВт*год	Тривалість зниженого навантаження	Спожито за показами, кВт*год	Оцінка реального споживання, кВт*год	Найбільш можливий недооблік, кВт*год
21.09.2020 11:52:31	3,437	21.09.2020 15:40:50	3,466	03:48:19	3,480	4,297	0,817
22.09.2020 8:37:50	3,466	22.09.2020 12:05:20	3,495	03:27:30	3,480	4,289	0,809
22.09.2020 12:06:32	3,495	22.09.2020 15:45:10	3,528	03:38:38	3,960	4,518	0,558
23.09.2020 8:12:07	3,505	23.09.2020 11:39:21	3,563	03:27:14	6,960	7,680	0,720
23.09.2020 11:40:28	3,563	23.09.2020 15:55:00	3,610	04:14:32	5,640	6,061	0,421
24.09.2020 9:07:30	3,611	24.09.2020 11:48:53	3,646	02:41:23	4,200	4,382	0,182
24.09.2020 11:49:00	3,647	24.09.2020 14:00:41	3,677	02:11:41	3,600	3,742	0,142
25.09.2020 8:12:13	3,678	25.09.2020 12:22:41	3,741	04:10:28	7,560	7,833	0,273
25.09.2020 12:23:25	3,741	25.09.2020 15:34:47	3,792	03:11:22	6,120	6,331	0,211
28.09.2020 8:06:56	3,792	28.09.2020 11:50:58	3,854	03:44:02	7,440	7,679	0,239
28.09.2020 11:52:36	3,855	28.09.2020 15:52:03	3,924	03:59:27	8,280	8,531	0,251
29.09.2020 8:12:23	3,925	29.09.2020 12:32:02	4,003	04:19:39	9,360	9,645	0,285
29.09.2020 12:33:46	4,004	29.09.2020 15:49:50	4,065	03:16:04	7,320	7,530	0,210
30.09.2020 8:16:39	4,065	30.09.2020 12:06:32	4,141	03:49:53	9,120	9,379	0,259
30.09.2020 12:06:40	4,141	30.09.2020 15:59:46	4,221	03:53:06	9,600	9,872	0,272
01.10.2020 9:19:57	4,221	01.10.2020 12:14:49	4,287	02:54:52	7,920	8,139	0,219
01.10.2020 12:16:07	4,288	01.10.2020 14:41:28	4,344	02:25:21	6,720	6,905	0,185

Параметри вузла обліку: D:\ASP_KS\EMRL\metering unit 1.xml Покази лічильника: D:\ASP_KS\EMRL\data30_46.xml

Рис. 4.1. Інтерфейс програми EMRL для оцінювання найбільш можливого недообліку та реального споживання електроенергії в режимі зниженого навантаження вузла обліку

Програмний код наведено у додатку И, лістинги И.1–И.5.

Запропонована програма EMRL може бути використана для оцінювання найбільш можливого недообліку та реального споживання електроенергії в режимі зниженого навантаження вузла обліку, що дасть змогу енергопостачальним компаніям уточнити фінансові розрахунки зі споживачами електроенергії.

4.2 Сфери практичного застосування програмного забезпечення

Розроблене програмне забезпечення EMRL може бути використано у складі автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії або передової вимірювальної інфраструктури для визначення найбільш можливого недообліку електроенергії через функціонування вузлів обліку у режимі зниженого навантаження. Також, програма може використовуватися для контрольної перевірки вузлів обліку електроенергії промислових споживачів на предмет суттєвості тривалості режиму зниженого навантаження.

Зокрема, цифрові лічильники NIK мають можливість кожну хвилину зберігати до енергонезалежної пам'яті значення струмів фаз (коди OBIS 31.4.0, 51.4.0, 71.4.0) та покази лічильника за останні дві доби. Зі збільшенням інтервалу між вимірами пропорційно збільшується тривалість контрольованого часу. Зчитувати з лічильника збережені дані можливо за допомогою оптоголовки та програми UNIK [139], рис. 4.2.

Час	Сезон	Усереднене значення потужності A+ (кВт)	Усереднене значення потужності A+ + A- (кВт)	Усереднене значення струму (A)			Усереднене значення напруги (В)		
				Загальна (1.4.0)	фаза L1 (31.4.0)	фаза L2 (51.4.0)	фаза L3 (71.4.0)	фаза L1 (32.4.0)	фаза L2 (52.4.0)
01.02.2023 11:40:00	Зима	0,002	0,002	0,008	0	0	231,918	218,623	226,183
01.02.2023 11:41:00	Зима	0,002	0,002	0,01	0	0	231,702	218,637	226,219
01.02.2023 11:42:00	Зима	0,002	0,002	0,011	0	0	231,514	218,697	226,175
01.02.2023 11:43:00	Зима	0,002	0,002	0,012	0	0	231,352	218,882	225,944
01.02.2023 11:44:00	Зима	0,003	0,003	0,013	0	0	231,052	219,001	225,934
01.02.2023 11:45:00	Зима	0,003	0,003	0,014	0	0	230,765	218,961	226,054
01.02.2023 11:46:00	Зима	0,003	0,003	0,016	0	0	230,466	218,794	226,301
01.02.2023 11:47:00	Зима	0,003	0,003	0,017	0	0	230,155	218,838	226,344
01.02.2023 11:48:00	Зима	0,004	0,004	0,018	0	0	229,983	219,096	226,11
01.02.2023 11:49:00	Зима	0,004	0,004	0,018	0	0	230,012	219,392	225,749
01.02.2023 11:50:00	Зима	0,004	0,004	0,018	0	0	230,057	219,669	225,418
01.02.2023 11:51:00	Зима	0,004	0,004	0,018	0	0	230,119	219,912	225,116
01.02.2023 11:52:00	Зима	0,004	0,004	0,018	0	0	230,253	220,125	224,765
01.02.2023 11:53:00	Зима	0,004	0,004	0,018	0	0	230,437	220,156	224,61

Рис. 4.2. Зчитування даних з лічильника NIK2307 ART T.1600.M2.21 за допомогою оптоголовки OP-3 та програми UNIC в лабораторії

Зчитані дані можуть бути завантажені до розробленої програми EMRL, що дозволить оцінити найбільш можливий недооблік електроенергії впродовж визначеного періоду часу та зробити висновок про суттєвість впливу. З точки зору енергопостачальної організації це дасть можливість оцінити умови

функціонування вузла обліку конкретного побутового споживача та сформулювати рекомендації щодо удосконалення вимірювання електроенергії і, відповідно, уточнення фінансових розрахунків. Використання розробленого програмного забезпечення дає обґрунтовану оцінку рівня недообліку електроенергії за фактичними робочими режимами вузла обліку, на відміну від приблизних оцінок, що запропоновані ПрАТ «Рівнеобленерго» в листі [140].

Також розроблена математична модель і виконане на її основі програмне забезпечення може бути використано споживачами електроенергії для технічного обліку електроенергії на підприємстві і самоконтролю режиму функціонування вузла обліку, а також для оцінювання енергоефективності функціонування електротехнічних пристроїв, як на ПрАТ «НВО «Київський завод автоматики» (додаток А).

Крім того, сфера застосування обґрунтованої методики оцінювання недообліку електроенергії через режим зниженого навантаження вузла обліку може бути розширена на відновлювальні джерела електроенергії, зокрема – на сонячні електростанції.

Під'єднання до системи електропостачання сонячної електростанції супроводжується необхідністю забезпечення обліку електроенергії. Особливість обліку полягає у суттєвій різниці струмів, що протікають через вимірювальні трансформатори вузла обліку, при максимальній вихідній потужності фотомодулів та за відсутності генерації. Така різниця може досягати два порядки, що ускладнює забезпечення необхідної точності вимірювань [117]. Розроблене програмне забезпечення може бути використано для покращення метрологічних характеристик засобів обліку електроенергії при зміні величини потужності, що генерується сонячною електростанцією, як на сонячних електростанціях сукупною потужністю 3,48 МВт у Запорізькій області під управлінням ТОВ «Сонячні стандартні рішення» (додаток А).

4.3 Обґрунтування практичних рекомендацій щодо підвищення точності комерційного обліку електроенергії

В разі зниження рівня навантаження трансформаторів струму до значень, при яких для заданого класу точності не унормована допустима похибка (відповідно до [6]), та/або при яких лічильник електричної енергії трансформаторного включення працює в режимі нечутливості (відповідно до паспортних даних лічильника), та/або в разі порушення вимог п. 1.5.17 Правил улаштування електроустановок [8] щодо допустимих рівнів струму у вторинній обмотці трансформатора струму, що спричиняє недооблік електричної енергії, може бути енергопостачальна компанія може рекомендувати споживачеві виконувати реконструкцію або технічне переоснащення вузла обліку електричної енергії з урахуванням, при виборі засобів вимірювальної техніки, діючого рівня завантаженості. Технічне переоснащення вузла обліку має передбачати вибір вимірювальних трансформаторів струму відповідно до фактичної потужності навантаження, що функціонує у споживача. Також трансформатори струму можуть бути обрані вищого класу точності. Якщо до переоснащення використовувалися трансформатори струму класу точності 0,5 S, то можна рекомендувати застосувати прилади класу точності 0,2 S.

Якщо заміна вимірювальних трансформаторів струму не дає суттєвого ефекту, можна порекомендувати виконати реконструкцію системи електропостачання з метою розділення обліку електроенергії, що споживається виробничими машинами, та електроенергії, що витрачається на освітлення території та другорядні потреби. В такому випадку режим зниженого навантаження вузла обліку буде виключений, оскільки кожен з вузлів обліку буде функціонувати в нормованому режимі, що дозволить підвищити точність вимірювання електроенергії.

Висновки по розділу 4

Таким чином, математична модель для оцінювання точності вимірювання з ідентифікованими значеннями параметрів вузла обліку реалізована у вигляді прикладної комп'ютерної програми. Це дає змогу використовувати таке програмне забезпечення для оцінювання недообліку електроенергії через наявність режиму зниженого навантаження за значеннями робочих параметрів вузла обліку. Запропонована програма може бути використана енергопостачальними організаціями, споживачами електроенергії та у складі сонячних електростанцій.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В дисертаційній роботі вирішена важлива науково-технічна задача підвищення точності вимірювання електроенергії вузлом обліку в режимі зниженого навантаження на основі математичного моделювання невизначеності вимірювання з урахуванням статичних характеристик вимірювальних трансформаторів струму в умовах несиметрії навантажень фаз.

Основні наукові та практичні результати роботи полягають в наступному.

1. В результаті аналізу стану питання відзначено суттєвість недообліку електроенергії, що може перевищувати 50%, при функціонуванні вимірювального обладнання вузлів обліку в режимі зниженого навантаження з точки зору фінансових втрат енергопостачальних компаній. Встановлено, що відомі методи оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії спираються на статистичний підхід, який не може бути застосований для аналізу функціонування вузла обліку в режимі зниженого навантаження через обмеженість обсягу експериментальних вибірок. Визначена можливість використання теорії нечітких множин для оцінювання не випадкової невизначеності вимірювання електроенергії. Обґрунтовано наукову та практичну актуальність удосконалення метрологічного забезпечення для підтримання необхідної точності вимірювань електроенергії цифровими та розумними лічильниками у складі розосереджених вимірювальних інформаційних систем (автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії, передової вимірювальної інфраструктури).

2. Підтверджено гіпотезу про можливість представлення статичної характеристики вимірювального трансформатора струму при зниженому навантаженні вузла обліку лінійною статистичною моделлю при рівні значущості 0,05. Встановлено статистичну несуттєвість впливу коефіцієнта трансформації вимірювального трансформатора струму для конкретного класу точності на характер статичної характеристики у відносних одиницях, що

свідчить про універсальність одержаної статистичної моделі статичної характеристики. Адекватність оцінок параметрів лінійної регресії експериментальним даним за рівня значущості 0,05 підтверджено шляхом аналізу регресійних залишків. Достатня близькість емпіричної регресії до теоретичної підтверджується незначною шириною довірчих інтервалів ($\pm 6,083 \cdot 10^{-5}$ в. о.) для експериментальної характеристики, що на 2 порядки менше від оцінок вторинного струму вимірювального трансформатора. Встановлено, що в режимі зниженого навантаження вузла обліку невизначеність вибірових оцінок струмової похибки трансформатора струму класу точності 0,5 S змінюється від $\pm 11,7\%$ до $\pm 1,7\%$ при збільшенні первинного струму, відповідно, від $2 \cdot 10^{-3}$ в.о. до $1,4 \cdot 10^{-2}$ в.о.

3. Запропоновано метод оцінювання L–R меж множини нечітких функцій для визначених рівнів довіри, що характеризують невизначеність обліку за одним вимірювальним каналом трифазного вузла обліку електроенергії в залежності від струму. Для режиму зниженого навантаження це дає змогу оцінити вплив фазного струму на невизначеність результатів вимірювання.

4. Обґрунтовано математичну модель невизначеності вимірювання електроенергії, що подається нечіткою функцією та враховує метрологічні характеристики кожного з вимірювальних каналів, функція приналежності для якої визначається з урахуванням величин струмів фаз вузла обліку. Підтверджена адекватність результатів математичного моделювання експериментальним даним. В рандомізованих дослідах таке значення не було менше від 0,54. При граничному значенні 0,4 критерія адекватності отриманий результат є задовільним.

5. Розроблена прикладна комп'ютерна програма, що за ідентифікованими значеннями параметрів вузла обліку реалізує математичну модель для оцінювання точності вимірювання. Програма дозволяє оцінювати рівень недообліку електроенергії через наявність режиму зниженого навантаження за значеннями робочих параметрів вузла обліку.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кодекс комерційного обліку електричної енергії: затв. постановою НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 311 (у ред. постанови від 01.12.2021 р. № 2451). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0311874-18#Text> (дата звернення: 16.01.2023).

2. Концепція впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року: затв. розпорядженням Кабінету Міністрів України від 14.10.2022 р. № 908-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-%D1%80#Text> (дата звернення: 16.01.2023).

3. Chen X., Chunhe S. C., Wang T. Analysis of electricity loss and electricity consumption law in low-voltage areas: a case study. *2021 International Conference on Advanced Electrical and Energy Systems, Journal of Physics: Conference Series* (Tokyo, Japan, 18–20 June 2021). DOI: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2022/1/012016>.

4. Carr D., Thomson M. Non-technical electricity losses. *Energies*, 2022. № 15(6), 2218. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15062218>.

5. Quarterly report on European electricity markets. Market Observatory for Energy. *European Commission*. 2022. Vol. 15, Issue 2. URL: <https://cutt.ly/g2Jv2Qu> (Last accessed: 16.01.2023).

6. IEC 61869-2. Instrument transformers - Part 2: Additional requirements for current transformers. International Electrotechnical Commission, 2012. URL: <https://webstore.iec.ch/publication/6050> (Last accessed: 16.01.2023).

7. Jiang P., Fan Y. V., Klemeš J. J. Impacts of COVID-19 on energy demand and consumption: Challenges, lessons and emerging opportunities. *Applied Energy*. 2021. Vol. 285: 116441. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116441>.

8. Правила улаштування електроустановок: затв. наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України 21.07.2017 р. № 476. К.: Міненерговугілля України, 2017. 617 с. URL: <https://cutt.ly/d2hoQEZ>

9. Bobrow L. S. *Foundation Of Electrical Engineering*. Oxford University Press, 2013. 892 p.
10. Saini M., Khan S. A comprehensive study on energy meters and power tampering attempts. *International Journal of Applied Power Engineering*. 2021. Vol. 10, No. 4. P. 315–325. DOI: <https://doi.org/10.11591/ijape.v10.i4.pp315-325>.
11. Cáceres R., Correa R., Ferreyra P., Cordero E. Study of active electric energy meters behavior of induction and electronic types. *2006 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, Venezuela*. P. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/TDCLA.2006.311557>.
12. Purkait P., Biswas B., Das S., Koley C. *Electrical and electronics measurements and instrumentation*. India: McGraw Hill Education, 2013. 651 p.
13. План розвитку системи розподілу ПрАТ «Рівнеобленерго» з 2022 р. по 2026 р. Рівне: ПрАТ «Рівнеобленерго», 2021. 437 с. URL: https://www.roe.vsei.ua/docs/persp/2021/Plan_rozvytku_systemy_rozpodilu_%202022-2026-u.pdf (дата звернення: 18.01.2023).
14. Варський Г. М., Танкевич Є. М. Вхідні перетворювачі струму статичних лічильників електроенергії. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України*: 36. наук. пр. К.: ІЕД НАНУ. 2006. № 2 (14). С. 142–145.
15. Daigle P. All-electronic power and energy meters. *Analog Dialogue*. 1999. № 33–2. URL: <https://www.analog.com/en/analog-dialogue/articles/all-electronic-power-and-energy-meters.html>. (Last accessed: 19.01.2023).
16. Research on three-phase electronic multifunctional energy meter / Tong G. et. al. *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*, 394 (2018), 042098. DOI: <https://doi.org/10.1088/1757-899X/394/4/042098>.
17. Design and implementation of low-cost universal smart energy meter with demand side load management / Labib L. et. al. *IET Gener. Transm. Distrib.* 2017. Vol. 11, Iss. 16. P. 3938–3945. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1852>.
18. Tumanski S. *Principles of electrical measurement*. Boca Raton: CRC Press, 2006. 485 p.

19. Research of the instrument and scheme on measuring the interaction among electric energy / Yang M. et. al. *Measurement: Sensors*. 2021. Vol. 18. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.measen.2021.100067>.

20. D'Antona G., Ferrero A. Digital signal processing for measurement systems theory and applications: theory and applications. Springer: 2006. 284 p. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-0-387-28666-2>.

21. Montaña J.-C., López A., Castilla M., Gutierrez J. DSP-based algorithm for electric power measurement. *Science, Measurement and Technology, IEE Proceedings A*. 1993. Vol. 140, Iss. 6. P. 485–490. DOI: <https://doi.org/10.1049/ip-a-3.1993.0074>.

22. Kušljević M. D., Tomic J. J., Marčetić D. P. Active power measurement algorithm for power system signals under non-sinusoidal conditions and wide-range frequency deviations. *Iet Generation Transmission & Distribution*. 2009. Vol. 3. P. 57–65. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd:20080158>.

23. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку: затв. наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду, Держпромполітики 17.04.2000 № 32/28/28/276/75/54. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0032558-00#Text> (дата звернення: 18.01.2023).

24. Піщак Ю. І, Габльовська Н. Я, Кононенко М. А. Аналіз методів та заходів із забезпечення точності при проведенні вимірювань та обліку автоматизованою системою комерційного обліку (АСКОЕ) в умовах енергоринку України. Scientific Collection «InterConf», (58): with the Proceedings of the 3rd International Scientific and Practical Conference «*Theory and Practice of Science: Key Aspects*» (May 21–22, 2021). Rome, Italy: Dana, 2021. P. 235–249. DOI: <https://doi.org/10.51582/interconf.21-22.05.2021>.

25. Коцар О. В. Класифікація даних обліку електричної енергії. *Вимірювальна техніка та метрологія*. 2018. Т. 79, вип. 2. С. 42–52. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/metrolog_2018_79_2_8 (дата звернення: 18.01.2023).

26. ANSI C12.18-2006 (R2016). Protocol specification for ansi type 2 optical port. URL: <https://webstore.ansi.org/standards/nema/ansic12182006r2016>. (Last accessed: 11.01.2023).

27. ANSI C12.21-2006 (R2016). Protocol Specification for Telephone Modem Communication. URL: <https://webstore.ansi.org/standards/nema/ansic12212006r2016> (Last accessed: 11.01.2023).

28. EN 13757-2:2018 (Main). Communication systems for meters – Part 2: Wired M-Bus communication. URL: https://infostore.saiglobal.com/en-us/standards/EN-13757-2-2018-334576_SAIG_CEN_CEN_768464/ (Last accessed: 11.01.2023).

29. IEC 61850:2023. Communication networks and systems for power utility automation. URL: <https://webstore.iec.ch/publication/6028> (Last accessed: 20.01.2023).

30. Інтелектуальний вимірювальний перетворювач та нормативне забезпечення комунікаційного середовища високовольтних електроенергетичних об'єктів / Стогній Б. С. та ін. *Пр. Ін-ту електродинаміки НАНУ: Зб.наук.праць*. Київ, 2014. Вип. 38. С. 56–64.

31. Cai Q., Duan M., Mu X., Zhang J. Research on the metering property of digital electricity meter. *2014 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*. 2014. P. 1023–1027. DOI: <https://doi.org/10.1109/CICED.2014.6991860>.

32. Smart Grid communication using Open Smart Grid Protocol / Hussain M. et al. *Energy and Power Engineering*. 2021. № 13. P. 52–64. DOI: <https://doi.org/10.4236/epe.2020.134B006>.

33. Microgrid: architectures and control / ed. by Hatziargyriou N. UK: John Wiley & Sons Ltd, 2014. 341 p.

34. Weranga K.S.K, Kumarawadu S., Chandima D.P. Smart metering design and applications. Springer Singapore, 2013. 141 p. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-981-4451-82-6>.

35. Blokdyk G. *Advanced Metering Infrastructure (AMI)*. Third Edition. 5STARCook, 2022. 313 p.
36. Akpolat A. N., Dursun E. *Advanced Metering Infrastructure (AMI): Smart Meters and New Technologies. 8th International Advanced Technologies Symposium (IATS'17)*, 19–21 October 2017, Elazığ, Turkey. Chapter-2. P. 300–307. <http://iats17.firat.edu.tr/images/Proceedings2/chapter-2v2.pdf> (Last accessed: 20.01.2023).
37. Kimambo J., Ibwe K. S., Kalinga E., Abdalla A. T. Resource efficient advanced metering infrastructure model. *Tanzania Journal of Science*. 2022. № 48(1). P. 57–7. DOI: <https://dx.doi.org/10.4314/tjs.v48i1.6>.
38. Monti A., Muscas C., Ponci F. *Phasor measurement units and wide area monitoring systems*. Elsevier Inc., 2016. 286 p. DOI: <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03907-X>.
39. Yuvaraju V., Thangavel S. Optimal phasor measurement unit placement for power system observability using teaching–learning based optimization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2022. Vol. 137, 107775. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107775>.
40. Правила роздрібного ринку електричної енергії: затв. постановою Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг 14.03.2018 № 312. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0312874-18#n1950> (дата звернення: 18.01.2023).
41. Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність». *Відомості Верховної Ради*. 2014. № 30. Ст. 1008. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1314-18#Text> (дата звернення: 20.01.2023).
42. Smart electric meter market size, trends and insights. Global industry overview, statistical data, competitive analysis, share, outlook, and forecast 2022–2030. *Custom Market Insights*. Report Code: CMI20109. 2022. URL:

<https://www.custommarketinsights.com/report/smart-electric-meter-market/> (Last accessed: 20.01.2023).

43. ДСТУ EN 62053-21:2018. Засоби вимірювання електричної енергії змінного струму. Спеціальні вимоги. Частина 21. Лічильники активної енергії статичні (класи точності 1 та 2) (EN 62053-21:2003; A1:2017; IDT; IEC 62053-21:2003; A1:2016, IDT). К.: ДП «УкрНДНЦ», 2018.

44. ДСТУ EN 62053-22:2018. Засоби вимірювання електричної енергії змінного струму. Спеціальні вимоги. Частина 22. Лічильники активної енергії статичні (класи точності 0,2 S та 0,5 S) (EN 62053-22:2003; A1:2017, IDT; IEC 62053-22:2003; A1:2016, IDT). К.: ДП «УкрНДНЦ», 2018.

45. Iloh J. P. I. Rogowski coil based digital energy meter. *American Journal of Engineering Research*. 2018. Vol. 7, No. 11. Pp. 336–343. URL: https://www.researchgate.net/publication/335714351_Rogowski_Coil_Based_Digital_Energy_Meter (Last accessed: 20.01.2023).

46. Leferink F., Keyer C., Melentjev A. Static energy meter errors caused by conducted electromagnetic interference. *IEEE Electromagnetic Compatibility Magazine*. 2016. Vol. 5, No. 4. Pp. 49–55. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEMC.2016.7866234> (Last accessed: 20.01.2023).

47. Global AC Current Transformers (CT) for Electrical Meters Market Research Report 2022. *Market Reports World*. 2022. URL: <https://www.marketreportsworld.com/global-ac-current-transformers-ct-for-electrical-meters-market-21024831> (Last accessed: 19.01.2023).

48. 1HSM 9543 40-00en: Instrument transformers. Application guide. ABB. 2015. Edition 4, URL: <http://surl.li/elnie> (Last accessed: 04.01.2023).

49. Калінчик В.П., Побігайло В.А., Калінчик В.В., Філянін Д.В. Похибки каналів вимірювання в системах обліку електроенергії. *Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Проблеми удосконалювання електричних машин і апаратів. Теорія і практика*. 2021. № 1(5). С. 58–60. DOI: <https://doi.org/10.20998/2079-3944.2021.1.11>.

50. Puzović S., Koprivica B., Milovanović A., Đekić M. Analysis of measurement error in direct and transformer-operated measurement systems for electric energy and maximum power measurement. *Facta universitatis – series: Electronics and Energetics*. 2014. Vol. 27(3). P. 389–398. DOI: <https://doi.org/10.2298/FUEE1403389P>.
51. Cao S., Lin H., Wei X., Gao W. A newly designed method for on-line error estimation of smart meter. *DEStech Transactions on Environment, Energy and Earth Science*. 2021. doi: <https://doi.org/10.12783/DTEEES/PEEES2020/35483>.
52. Estimation of smart meters errors using meter reading data / Fangxing L. et. al. *2018 Conference on Precision Electromagnetic Measurements*. 2018. Pp. 1–2. DOI: <https://doi.org/10.1109/CPEM.2018.8501256>.
53. Evaluation of digital energy meter error by Monte Carlo method / Xiaojuan P. et. al. *2016 Conference on Precision Electromagnetic Measurements (CPEM 2016)*, Ottawa, ON, Canada, 2016. Pp. 1–2. DOI: <https://doi.org/10.1109/CPEM.2016.7540560>.
54. Measurement Error Prediction of Power Metering Equipment Using Improved Local Outlier Factor and Kernel Support Vector Regression / Ma J. et. al. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2022. Vol. 69. Pp. 9575–9585. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIE.2021.3114740>.
55. Detection of smart meter anomaly with error tolerance based on Tikhonov regularization / L. Chen et. al. *2021 40th Chinese Control Conference (CCC)*, 2021. Pp. 6886–6891. DOI: <https://doi.org/10.23919/CCC52363.2021.9549985>.
56. Jebroni Z., Chadli H., Chadli E., Tidhaf B. Remote calibration system of a smart electrical energy meter. *Journal of Electrical Systems*. 2017. 13–4. Pp. 806–823. URL: <https://cutt.ly/92OXE9C> (Last accessed: 26.12.2022).
57. Liu F., Liang C., He Q. A data-based approach for smart meter online calibration. *Acta IMEKO*. 2020. Vol. 9, No. 2, article 6. DOI: https://doi.org/10.21014/acta_imeko.v9i2.777.

58. A study on reliability of smart meters based on Monte-Carlo Method and fault trees / Chen Y. et. al. *Distributed Generation & Alternative Energy Journal*. 2021. Vol. 37, Iss. 2. Pp. 199–214. DOI: <https://doi.org/10.13052/dgaej2156-3306.3726>.

59. Zhang Z., Gong H., Xiang X. Research on estimating method for the smart electric energy meter's error based on parameter degradation model. *3rd Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE 2018)*, 22–24 March 2018, Kitakyushu, Japan. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2018. Vol. 366. DOI: <https://doi.org/10.1088/1757-899X/366/1/012065>.

60. Measurement error estimation for distributed smart meters through a modified BP neural network / Xia T. et. al. *Frontiers in Energy Research*. 2022. Vol. 10:928681. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.928681>.

61. Приведенний С. А., Рой В. Ф. Вплив похибок вимірювальних трансформаторів на точність обліку електроенергії. *Світлотехніка та електроенергетика*. 2009. №1. С. 73–76. URL: <http://eprints.kname.edu.ua/11667/1/73-76.pdf> (дата звернення: 19.01.2023).

62. Isaiev V, Velychko O. Metrological characterisation of current transformers calibration unit for accurate measurement. *Acta IMEKO*. 2021. Vol. 10, No. 2, article 3. DOI: https://doi.org/10.21014/acta_imeko.v10i2.918.

63. IEEE C57.13-2016: IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers. IEEE Power and Energy Society, 2016. URL: <https://standards.ieee.org/ieee/C57.13/4867/> (Last accessed: 18.01.2023).

64. Soinski M., Pluta W., Zurek S., Kozłowski A. Metrological attributes of current transformers in electrical energy meters. *International Journal of Applied Electromagnetics and Mechanics*. 2014. Vol. 44(3–4). Pp. 279–284. DOI: <https://doi.org/10.3233/JAE-141790>.

65. Kaczmarek M. Method of current transformer metrological properties estimation for transformation of distorted currents. *IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC)*, San Diego, CA, USA. 2012. Pp. 724–726. DOI: <https://doi.org/10.1109/IPMHVC.2012.6518847>.

66. Are inductive current transformers performance really affected by actual distorted network conditions? An experimental case study / Mingotti A. et. al. *Sensors*. 2020. Vol. 20(3):927. DOI: <https://doi.org/10.3390/s20030927>.

67. Ghaderi A., Mingotti A., Peretto L., Tinarelli R. Inductive current transformer core parameters behaviour vs. temperature under different working conditions. *Electrical & Electronic Measurements Promote Industry 4.0: 23rd IMEKO TC4 International Symposium*, Xi'an, China, September 17–20, 2019. P. 107–112. URL: <https://www.imeko.org/publications/tc4-2019/IMEKO-TC4-2019-024.pdf> (Last accessed: 18.01.2023).

68. Lesniewska E., Rajchert R. Behaviour of measuring current transformers with cores composed from different magnetic materials at non-rated loads and overcurrents. *IET Science, Measurement & Technology*. 2019. Vol. 13, Iss. 7. Pp. 944–948. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-smt.2018.5176>.

69. Ratio error reduction of a current transformer using multiple winding technique / Lee S.-J. et. al. *Journal of Electrical Engineering & Technology*. 2019. Vol. 14. Pp. 645–651. DOI: <https://doi.org/10.1007/s42835-018-00040-6>.

70. Варський Г. М., Сопель М. Ф., Танкевич Є. М., Яковлева І. В. Корекція похибок вимірювальних каналів струму в засобах моніторингу нормального режиму енергосистеми. *Технічна електродинаміка*. 2014. №5. С. 71-73.

71. Ballal M.S., Wath M.G., Suryawanshi H.M. Measurement current transformer error compensation by ANN methodology. *Journal of The Institution of Engineers (India): Series B*. 202. Vol. 101. Pp. 261–271. DOI: <https://doi.org/10.1007/s40031-020-00454-9>.

72. Ballal M. S., Wath M. G., Venkatesh B. Current transformer accuracy improvement by digital compensation technique. *2018 20th National Power Systems Conference (NPSC)*, Tiruchirappalli, India, 2018. Pp. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/NPSC.2018.8771706>.

73. Wath M. G., Raut P., Ballal M. S. Error compensation method for current transformer. *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent*

Control and Energy Systems (ICPEICES), Delhi, India, 2016. Pp. 1–4. DOI: <https://doi.org/10.1109/ICPEICES.2016.7853244>.

74. Guide to the expression of uncertainty in measurement. International Organization for Standardization (ISO). Geneva, Switzerland, 1995.

75. Слізков А. М., Дмитренко Л. А. Оцінювання невизначеності вимірювання результатів кількісних вимірювань. *Вісник Хмельницького національного університету*. 2012. №2. С. 219–224. URL: http://journals.khnu.km.ua/vestnik/pdf/tech/2012_2/55sli.pdf (дата звернення: 23.01.2023).

76. The evaluation of activity of Technical Committees of Standardization for Metrology and Measurement on national level. *Journal of Physics: Conference Series*. 2016. Vol. 772. DOI: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/772/1/012007>.

77. Velychko O. M., Gordiyenko T. B., Kolomiets L. V. The basis for implementation of international and regional guides and standards in national standards in field of metrology. *Collection of scientific works of the Odesa State Academy of Technical Regulation and Quality*. 2014. Vol. 2 (5). Pp. 6–10. DOI: <https://doi.org/10.32684/2412-5288-2014-2-5-6-10>.

78. ДСТУ ISO/IEC Guide 98-1:2018. Невизначеність вимірювань. Частина 1. Вступ до подання невизначеності у вимірюванні (ISO/IEC Guide 98-1:2009, IDT). Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2019.

79. ДСТУ ISO/TS 21749:2013. Невизначеність вимірювання в метрологічній практиці. Повторні вимірювання та ієрархічні експерименти (ISO/TS 21749:2005, IDT). Київ: Мінекономрозвитку України, 2015.

80. Чалий В. П. Концепція непевності у вимірюванні (деякі філософсько-інтерпретаційні та прикладні аспекти). *Системи обробки інформації*. 2011. № 1(91). С. 19–23. URL: <http://www.hups.mil.gov.ua/periodic-app/article/8128> (дата звернення: 23.01.2023).

81. Рабинович С. Г. Навстречу новой редакции «Руководства по выражению неопределенности измерений». *Системи обробки інформації*. 2008.

Вип. 4 (71). С. 10–14. URL: http://www.hups.mil.gov.ua/periodic-app/article/6022/soi_2008_4_5.pdf (дата звернення: 19.01.2023).

82. Чубатенко В. Я., Чудесов О. П., Терещенко В. П., Безродний М. Ю. Методики виконання вимірювань: регламентація невизначеностей. *Автошляховик України*. 2013. № 4. С. 6–9. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/au_2013_4_3 (дата звернення: 19.01.2023).

83. Kato H., Imai H. Uncertainty evaluation for the composite error of energy meter and instrument transformer. *XX IMEKO World Congress Metrology for Green Growth*, September 9–14, 2012, Busan, Republic of Korea. URL: <https://www.imeko.org/publications/wc-2012/IMEKO-WC-2012-TC4-P3.pdf> (Last accessed: 18.01.2023).

84. Demerdziev K., Dimchev V. Analysis of errors in active power and energy measurements under random harmonic distortion conditions. *Measurement Science Review*. 2021. Vol. 21(6). Pp. 168–179. DOI: <https://doi.org/10.2478/msr-2021-0023>.

85. Skorkowski A., Kampik M., Musioł K., Nocon A. The errors of electronic energy meters that measure energy consumed by LED lighting. *Energies*. 2022. Vol. 15(9), 3254. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15093254>.

86. Васілевський О. М. Алгоритм оцінювання невизначеності у вимірюваннях при виконанні метрологічних робіт. *Інформаційні технології та комп'ютерна інженерія*. 2006. № 3(7). С. 147–151. URL: <http://ir.lib.vntu.edu.ua/handle/123456789/15118> (дата звернення: 19.01.2023).

87. Васілевський О. М., Кучерук В. Ю. Метрологічне забезпечення засобу вимірювання параметрів якості електроенергії загального призначення. *Системи обробки інформації*. 2012. № 1(99). С. 125–129. <http://www.hups.mil.gov.ua/periodic-app/article/9333> (дата звернення: 23.01.2023).

88. Shafer G. *A Mathematical Theory of Evidence*. Princeton University Press, 1976. 300 p. DOI: <https://doi.org/10.2307/j.ctv10vm1qb>.

89. Salicone S. *Measurement Uncertainty. An Approach via the Mathematical Theory of Evidence*. Springer, 2006. 228 p.

90. Ferrero A., Salicone S. A comparison between the probabilistic and possibilistic approaches: the importance of a correct metrological information. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*. 2018. Vol. 67, Iss. 3. Pp. 607–620. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIM.2017.2779346>.

91. Ferrero A., Salicone S. The random-fuzzy variables: A new approach to the Expression of Uncertainty in Measurement. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*. 2004. Vol. 53, No. 5. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIM.2004.831506>.

92. ISO/IEC Guide 98-1:2009. Uncertainty of measurement — Part 1: Introduction to the expression of uncertainty in measurement. International Organization for Standardization. 2009. URL: <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso-iec:guide:98:-1:ed-1:v1:en> (Last accessed: 18.01.2023).

93. Ціделко В. Д., Яремчук Н. А. Невизначеність вимірювання. Обробка даних і надання результату вимірювання: монографія. К.: ІВЦ «Видавництво «Політехніка», 2002. 176 с.

94. Experimental uncertainty estimation and statistics for data having interval uncertainty / Ferson S. et. al. Sandia report, SAND2007-0939. 2007. URL: <https://prod-ng.sandia.gov/techlib-noauth/access-control.cgi/2007/070939.pdf> (Last accessed: 10.01.2023).

95. Drog M. Dealing with Uncertainties. A Guide to Error Analysis. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007. 193 p.

96. Ferrero A., Prioli M., Salicone S. The evaluation of uncertainty contributions due to uncompensated systematic effects. *2013 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC)*, Minneapolis, MN, USA, 2013. Pp. 1028–1033. DOI: <https://doi.org/10.1109/I2MTC.2013.6555571>.

97. Willink R. An improved procedure for combining type A and type B components of measurement uncertainty. *International Journal of Metrology and Quality Engineering*. 2013. Vol. 4, No. 1. Pp. 55–62. DOI: <https://doi.org/10.1051/ijmqe/2012038>.

98. Salicone S., Prioli M. Measuring uncertainty within the theory of evidence. Cham, Switzerland: Springer Nature Switzerland AG, 2018. 330 p. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-3-319-74139-0>.
99. Zadeh L. A. Fuzzy sets as a basis for a theory of possibility. *Fuzzy Sets and Systems*. 1978. Vol. 1. P. 3–28. DOI: [https://doi.org/10.1016/0165-0114\(78\)90029-5](https://doi.org/10.1016/0165-0114(78)90029-5).
100. Moore R. E., Kearfott R. B., Cloud M. J. Introduction to interval analysis. Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2009. 223 p. DOI: <https://doi.org/10.1137/1.9780898717716>.
101. Тимчук С. О. Розкриття невизначеності інформації в енергетиці. *Технологічний аудит та резерви виробництва*. 2013. № 6/5(14). С.33–35. DOI: <https://doi.org/10.15587/2312-8372.2013.19648>.
102. Bandemer H.-W. Mathematics of Uncertainty. Ideas, Methods, Application Problems. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006. 199 p.
103. Zhou J., Yang F., Wang K. Fuzzy arithmetic on LR fuzzy numbers with applications to fuzzy programming. *Journal of Intelligent & Fuzzy Systems*. 2016. Vol. 30, No. 1. Pp. 71–87. DOI: <https://doi.org/10.3233/IFS-151712>.
104. Salicone S. The mathematical theory of evidence and measurement uncertainty – Expression and combination of measurement results via the random-fuzzy variables. *IEEE Instrumentation & Measurement Magazine*. 2014. Vol. 17, Issue 5. Pp. 36–44. DOI: <https://doi.org/10.1109/MIM.2014.6912200>.
105. Глухова Н. В. Применение нечетких множеств для представления неопределенности измерения технологических параметров. *Гірнична електромеханіка та автоматика: Наук.-техн. зб.* 2005. Вип. 73. С. 45–48. URL: <https://vde.nmu.org.ua/ua/science/ntz/archive/73/10.pdf> (дата звернення: 23.01.2023).
106. Urbański M. K., Bzowski A. Error analysis using fuzzy arithmetic based on T-norm. *12th IMEKO TC1 & TC7 Joint Symposium on Man Science & Measurement*. September, 3-5, 2008, Annecy, France. URL: <https://www.imeko.org/publications/tc7-2008/IMEKO-TC1-TC7-2008-013.pdf> (Last accessed: 18.01.2023).

107. Zimmerman H. J. Fuzzy set theory — and its application. Springer Dordrecht, 2001. 514 p. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-94-010-0646-0>.

108. Shrestha R. R., Slobodan P. S. Fuzzy set theory based methodology for the analysis of measurement uncertainties in river discharge and stage. *Canadian Journal of Civil Engineering*. 2010. Vol. 37. Pp. 429–439. DOI: <https://doi.org/10.1139/L09-151>.

109. Buckley J. J. Fuzzy probabilities. New approach and applications. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2005. 179 p.

110. Інформаційна довідка про основні показники розвитку галузей паливно-енергетичного комплексу України за вересень та 9 місяців 2021 р. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. 2021. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245595946> (дата звернення: 23.01.2023).

111. Древецький В.В., Василюк С.В., Ахромкін А.О., Василюк К.С., Стасюк Р.С. Вимірювання та облік електричної енергії із застосуванням вимірювальних трансформаторів струму в умовах зниженого навантаження. Звіт з науково-дослідної роботи. Рівне: НУВГП, 2020. 176 с. URL: <https://ep3.nuwm.edu.ua/25021/> (дата звернення: 23.01.2023).

112. Vasylets K., Kvasnikov V. Estimation of electrical energy measurement uncertainty in reduced load mode. *Прикладні науково-технічні дослідження: матеріали V міжнар. наук.-прак. конф., 5-7 квіт. 2021 р. Академія технічних наук України*. Івано-Франківськ: Вид. Кушнір Г. М. 2021. С. 200–201. URL: https://ukrtsa.org.ua/wp-content/uploads/2022/02/ConferenceATSU_2021.pdf (дата звернення: 23.01.2023).

113. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT). К.: Мінекономрозвитку, 2014. 32 с.

114. Василюк К. С., Квасніков В. П. Обґрунтування показника для оцінювання точності обліку електроенергії в режимі зниженого навантаження.

Інтегровані інтелектуальні робототехнічні комплекси (ІПТК-2022). П'ятнадцята міжнародна науково-практична конференція 17-18 травня 2022 р., Київ, Україна. К.: НАУ, 2022. С. 63–65.

115. Rabinovich S. G. Measurement errors and uncertainties. 3d ed. Springer Science and Media, Inc. 2005. 313 p.

116. Vasylets K. S. Mathematical modeling of influence of electricity metering unit phase loads on measurement uncertainty. Proceedings The Tenth World Congress "Aviation in the XXI-st Century". Safety in Aviation And Space Technologies, September 28-30, 2022. P. 1.5.8–1.5.11. URL: <https://conference.nau.edu.ua/index.php/Congress/Congress2022/schedConf/presentations> (Last accessed: 18.01.2023).

117. Vasylets K., Vasylets S., Kylymchuk A. Research on accuracy of electrical energy measurement in microgrid for mine dewatering. *Technology transfer: fundamental principles and innovative technical solutions*, 2022. P. 24–26. DOI: <https://doi.org/10.21303/2585-6847.2022.002696>.

118. Xia X., Wang Z., Gao Y. Estimation of non-statistical uncertainty using fuzzy-set theory. *Measurement Science and Technology*. 2000. Vol. 11, No. 4. Pp. 430–435. URL: <http://www.people.vcu.edu/~lparker/DBGGroup/References/Estimati.pdf> (Last accessed: 18.01.2023).

119. Василюк К. С. Оцінювання точності вимірювання електричної енергії вузлом комерційного обліку. *Тези доповіді V Міжнародної науково-технічної конференції «Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2021)»* 19.10.2021 – 21.10.2021 Вінниця, ВНТУ. С. 29–30. URL: https://conferences.vntu.edu.ua/public/files/okeu/okeu2021_publ.pdf (дата звернення: 19.01.2023).

120. Wang C., Huang Y., Shao M., Chen D. Uncertainty measures for general fuzzy relations. *Fuzzy Sets and Systems*. 2018. Vol. 360. Pp. 82–96. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fss.2018.07.006>.

121. Василець К. С. Метод оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії вузлом комерційного обліку. *Моделювання, керування та інформаційні технології*: матеріали V Міжнародної науково-практичної конференції. [Електронні видання]. Рівне: Національний університет водного господарства та природокористування, 2021. С. 114–116. DOI: <https://doi.org/10.31713/MCIT.2021.36>.

122. Vasylets K., Kvasnikov V., Vasylets S. Refinement of the mathematical model of electrical energy measurement uncertainty in reduced load mode. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2022. Vol. 4 (8 (118)). Pp. 6–16. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2022.262260>.

123. Marmolejo-Ramos F., Tian S. The shifting boxplot. A boxplot based on essential summary statistics around the mean. *International Journal of Psychological Research*. 2010. Vol. 3(1). Pp. 37–46. DOI: <https://doi.org/10.21500/20112084.823>.

124. Василець К. С., Квасніков В. П. Оцінювання невизначеності відхилення показів лічильників трансформаторного та прямого включення в режимі зниженого навантаження. *Інтегровані інтелектуальні робототехнічні комплекси (ІРТК-2021). Чотирнадцята міжнародна науково-практична конференція 18-19 травня 2021 р., Київ, Україна*. К.: НАУ, 2021. С. 69–71.

125. Evaluation of the uncertainty of measurement in calibration EA-4/02 M: 2022. European co-operation for Accreditation. 2022. URL: <https://european-accreditation.org/publications/ea-4-02-m/> (Last accessed: 18.01.2023).

126. Mróz P., Olencki A., Bukowiec A. A method of determining an electric energy meter maximum uncertainty. In: Park, J., Chen, SC., Gil, JM., Yen, N. (eds) *Multimedia and Ubiquitous Engineering. Lecture Notes in Electrical Engineering*. 2014. Vol. 308. Springer, Berlin, Heidelberg. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-642-54900-7_57.

127. Лічильники електричної енергії типів NIK 2307...P3..., NIK 2307...P6..., NIK 2307...T..., NIK 2307 0.5s...T... Технічний опис. ТОВ «НИК ЕЛЕКТРОНІКА». 2021. URL: <http://surl.li/emerс> (дата звернення: 19.01.2023).

128. Василець К. С. Оцінювання недообліку електроенергії вузлом комерційного обліку при зниженому навантаженні. *Автоматизація, контроль та управління: пошук ідей та рішень (АКУ-2021)*. Збірник тез VII Всеукраїнської науково-технічної конференції молодих учених, аспірантів та студентів в м. Покровську 27 травня 2021 р. Покровськ, ДонНТУ, 2021. С. 15–18. URL: <https://donntu.edu.ua/wp-content/uploads/2021/06/%D0%90%D0%9A%D0%A3-2021.pdf> (дата звернення: 19.01.2023).

129. Василець К. С., Квасніков В. П. Дослідження точності обліку електроенергії в області низьких навантажень. *«ТАК»: телекомунікації, автоматика, комп'ютерно-інтегровані технології*: зб. доповідей Всеукр. наук.-практ. конф. молодих вчених, 25-26 листопада 2020 р. ДВНЗ «ДонНТУ»; відп. ред. Г.В. Ступак. Покровськ: ДВНЗ «ДонНТУ», 2020. С. 148–150. URL: https://tak.donntu.edu.ua/wp-content/uploads/2021/01/ЗБІРНИК_ТАК_2020.pdf (дата звернення: 19.01.2023).

130. Montgomery D. C. Design and analysis of experiments. 9th ed. John Wiley & Sons, Incorporated, 2017. 749 p. URL: https://www.researchgate.net/publication/362079778_Design_and_Analysis_of_Experiments_9th_Edition (Last accessed: 11.01.2023).

131. Василець К. С., Квасніков В. П. Експериментальне дослідження функціонування лічильника електроенергії трансформаторного включення в режимі зниженого навантаження. *Ефективність та автоматизація інженерних рішень у приладобудуванні*: Зб. праць XVI Всеукраїнської наук.-практ. конф. студентів, аспірантів та молодих вчених, 08–09 грудня 2020 р. К.: КПІ ім. І. Сікорського. 2020. С. 392–395. URL: https://pbf.kpi.ua/ua/wp-content/uploads/2021/03/inzh_rishenia_2020.pdf (дата звернення: 24.01.2023).

132. Vasylets K., Kvasnikov V., Vasylets S. Determining the static characteristic of a measuring current transformer at a reduced load of the metering unit. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2022. Vol. 5 (8 (119)). Pp. 13–20. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2022.265068>.

133. Васи́лець К. С. Оцінювання невизначеність вимірювання електроенергії при зниженому навантаженні нечіткими інтервалами. Збірка наукових праць X Наукової конференції «Наукові підсумки 2021 року», 29.12.2021 р., м. Харків. 2021. С. 24. URL: https://entc.com.ua/download/Збірка_наукових_праць_Наукові_підсумки_2021.pdf (дата звернення: 24.01.2023).

134. Васи́лець К. С., Квасніков В. П. Невизначеності вимірювання активної енергії в режимі зниженого навантаження. *Проблеми та перспективи розвитку сучасної науки: збірник тез доповідей Міжнародної науково-практичної конференції молодих науковців, аспірантів і здобувачів вищої освіти, м. Рівне, 13–14 травня 2021 року*. Рівне: НУВГП, 2021. С. 10–11. URL: <http://ep3.nuwm.edu.ua/21556/> (дата звернення: 24.01.2023).

135. Kvasnikov V., Vasylets K. Operation of the transformer connected electricity meter in reduced load mode. *Scientific Collection «InterConf», (56): with the Proceedings of the 2nd International Scientific and Practical Conference «Science, Education, Innovation: Topical Issues and Modern Aspects» (May 11–12, 2021)*. Tallinn, Estonia: Ühingu Teadus juhatus, 2021. Pp. 300–303. URL: <https://archive.interconf.center/index.php/conference-proceeding/issue/view/11-12.05.2021> (Last accessed: 11.01.2023).

136. Васи́лець К. С. Оцінювання точності вимірювання електричної енергії вузлом комерційного обліку. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2021. № 5 (158). С. 79-84. DOI: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-158-5-79-84>.

137. Vasylets K. S. Uncertainty of electricity measurement over single channel of the metering unit under reduced load. *POLIT. Challenges of science today*, 5-9 April 2021. Pp. 72–73. URL: <http://aki.nau.edu.ua/wp-content/uploads/Збірник-тез-2021.pdf> (дата звернення: 19.01.2023).

138. Guide GPL Reference Guide for IBM SPSS Statistics. IBM Corporation. 2021. URL: https://www.ibm.com/docs/en/SSLVMB_28.0.0/

pdf/GPL_Reference_Guide_for_IBM_SPSS_Statistics.pdf (Last accessed: 11.01.2023).

139. Програма UNIK параметрування лічильників. *NIK*. URL: <https://nik.net.ua/product/unik-software-for-parameter-counters> (дата звернення: 04.02.2023).

140. Ахромкін А.О. Мінімально допустимий рівень завантаження схеми обліку при встановлених трансформаторах струму класу точності 0,5/0,5S. Лист вих. № 7892 від 05.08.2020 р. ПрАТ «Рівнеобленерго». 2020. 3 с. URL: <https://www.roe.vsei.ua/docs/news/Informuye-Dyrektor-komertsijnyj-ROE.pdf> (дата звернення: 04.02.2023).

ДОДАТОК А

Акти впровадження результатів дисертаційної роботи

ЗАТВЕРДЖУЮ
Директор
ТОВ «СОНЯЧНІ СТАНДАРТНІ РІШЕННЯ»



Валентина ЖИЛА
_____ 2023 р.

Акт впровадження результатів дисертаційної роботи

Ми, що нижче підписалися, головний інженер Светков Олександр Володимирович та інженер з режимів оперативно-диспетчерської служби Діденко Віталій Миколайович склали цей акт про те, що результати дисертаційної роботи аспірантки кафедри комп'ютеризованих електротехнічних систем та технологій Національного авіаційного університету Василець Катерини Сергіївни впроваджені до використання на ТОВ «СОНЯЧНІ СТАНДАРТНІ РІШЕННЯ» для підвищення точності обліку електроенергії у системах електропостачання з сонячними електростанціями, а саме:

- модель статичної характеристики вимірювального трансформатора струму при зниженому рівні первинного струму;
- методика оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії вузлом комерційного обліку, що базується на підході до оцінювання невідповідної невизначеності з використанням теорії нечітких множин.

Застосування таких наукових результатів дає змогу покращити метрологічні характеристики засобів обліку електроенергії при зміні величини потужності, що генерується сонячною електростанцією.

Компанія ТОВ "СОНЯЧНІ СТАНДАРТНІ РІШЕННЯ" є учасником українського ринку відновлюваної енергетики з 2013 року в ролі незалежного виробника електроенергії з відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Під управлінням компанії дві сонячні електростанції (наземні) в Запорізькій області, сукупною потужністю 3,48 МВт, введені в експлуатацію в 2014 та 2018 роках.

Зазначасмо, що даним актом підтверджується значний науковий внесок результатів дисертаційної роботи Василець К.С. в підвищення точності вимірювання електричної енергії, особливо – в режимі зниженого навантаження вузла обліку, що має практичний інтерес для фахівців ТОВ «СОНЯЧНІ СТАНДАРТНІ РІШЕННЯ».

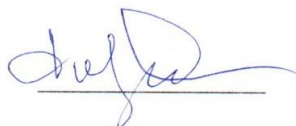
Взаємні фінансові претензії між організаціями відсутні.

Головний інженер



Олександр СВЕТКОВ

Інженер з режимів
оперативно-диспетчерської
служби



Віталій ДІДЕНКО

Державний концерн "Укроборонпром"
The State Concern "Ukroboronprom"

ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО
"НАУКОВО-ВИРОБНИЧЕ ОБ'ЄДНАННЯ
"КИЇВСЬКИЙ ЗАВОД АВТОМАТИКИ"



PRIVATE JOINT STOCK COMPANY
"RESEARCH-AND-PRODUCTION ASSOCIATION
"KYIV AUTOMATICS PLANT"

вул. Старокиївська, 10, м. Київ, 04116, Україна
тел/факс: +38 (044) 236 62 75
код ЄДРПОУ 14309356
www.kza.com.ua; e-mail: kza@kza.com.ua

10 Starokyivska str., Kyiv, 04116, Ukraine
tel/fax +38 (044) 236 62 75
USREOU code 14309356
www.kza.com.ua; e-mail: kza@kza.com.ua

ЗАТВЕРДЖУЮ

Головний інженер-технолог
ПрАТ «НВО «Київський завод автоматики»

Відділ досліджень та випробувань
Андрій ВОЗНЯКОВСЬКИЙ
«26 грудня» 2022 р.



АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

результатів дисертаційної роботи
на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Ми, що нижче підписалися, начальник виробництва Діхтієвський О.В., завідувач метрологічної лабораторії Малахов В.В. склали дійсний акт про те, що результати дисертаційної роботи здобувача Василюк Катерини Сергіївни впроваджені у практику оцінювання споживання електроенергії приладами та системами на ПрАТ «НВО «Київський завод автоматики».

У роботі вирішені питання підвищення точності обліку електроенергії лічильником трансформаторного включення та розроблено модель для оцінювання невизначеності вимірювання в режимі зниженого первинного струму. Модель придатна для застосування при несиметричних первинних струмах вузла обліку, що має місце на практиці. Обґрунтовано метод оцінювання характеристики вимірювальних трансформаторів струму в режимі зниженого навантаження по первинному струму.

Використання цих результатів дисертації Василюк К.С. забезпечило для підприємства:

- планування та організацію робіт з метрологічного забезпечення виробництва продукції;
- розроблення методики для оцінювання невизначеності споживання електроенергії апаратами, що виготовляються підприємством, з точки зору підвищення енергоефективності.

Комісія підтверджує, що результати дисертаційної роботи Василюк К.С. мають значний науковий внесок в розроблення метрологічного забезпечення для оцінювання енергоефективності функціонування готової продукції та представляють практичний інтерес для фахівців ПрАТ «НВО «Київський завод автоматики».

Взаємних фінансових претензій організації не мають.

Начальник виробництва

Олександр ДІХТІЄВСЬКИЙ

Головний метролог

Валерій МАЛАХОВ

ПОГОДЖЕНО

Начальник навчального відділу
Олександр Слободян

“13” 12 2022 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з навчальної роботи
Анатолій ПОЛУХІН

“ ” 2022 р.

**АКТ**

впровадження результатів дисертаційної роботи

Комісія у складі: голова комісії – доцент кафедри комп’ютеризованих електротехнічних систем та технологій к.т.н., доцент Сірий Д.Т. та членів комісії: доцент кафедри комп’ютеризованих електротехнічних систем та технологій к.т.н., доцент Стахова А.П., доцент кафедри комп’ютеризованих електротехнічних систем та технологій к.т.н., доцент Курілов В.І. констатує, що результати дисертаційної роботи аспірантки кафедри комп’ютеризованих електротехнічних систем та технологій Національного авіаційного університету Василець Катерини Сергіївни впроваджені у навчальний процес Національного авіаційного університету на кафедрі комп’ютеризованих електротехнічних систем та технологій результати, а саме:

Найменування впровадженого результату НДР (прилад, технологічний процес, речовина, метод, методика, рекомендації, алгоритми, програми, ДСТ, технологічні вимоги, інше)	Досягнутий фактичний ефект (соціальний, технічний, організаційний, інший)
1	2
1. Методика оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії за одним каналом вузла обліку множиною меж нечіткої функції L-R типу для множини рівнів довіри.	1. Технічний ефект досягається за рахунок обґрунтування необхідності заміни вимірювального обладнання (вимірювальних трансформаторів струму, лічильників електроенергії), що виключає функціонування останнього в ненормованому режимі і сприятиме підвищенню точності вимірювання електроенергії.
2. Модель для оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії при зниженому навантаженні, що передбачає оцінювання параметрів функції приналежності для відносних відхилень показів лічильника вузла обліку від дійсного значення.	2. Організаційний ефект досягається за рахунок уточнення місячного споживання електроенергії шляхом врахування необлікованої енергії під час режиму зниженого навантаження.

1	2
3. Універсальна характеристика вимірювальних трансформаторів струму класу точності 0,5S в режимі зниженого первинного струму.	3. Фінансовий ефект досягається за рахунок підвищення точності комерційного обліку електроенергії шляхом формування рахунків за спожиту електроенергію з урахуванням викривлення статичної характеристики вимірювальних трансформаторів залежно від рівня струму кожної фази.

Результати дисертаційної роботи Василюк К.С. впроваджені у навчальний процес кафедри комп'ютеризованих електротехнічних систем та технологій:

– використовуються у курсах лекцій з дисциплін «Основи метрології, електричні вимірювання та прилади» та «Системи електропостачання підприємств» освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання» бакалаврського рівня за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузі знань 14 «Електрична інженерія»;

– застосовуються в процесі дипломного та курсового проектування в рамках освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання» бакалаврського рівня за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

Голова комісії:



Дмитро СІРИЙ

Члени комісії:



Анжеліка СТАХОВА
Володимир КУРІЛОВ

ДОДАТОК Б

Додаткова інформація щодо організації експериментальних досліджень

Таблиця Б.1

Основні технічні характеристики лічильника РІ1 електроенергії
 NIK2307 ART T.1600.M2.21 трансформаторного підключення

Клас точності при вимірюванні активної енергії за ДСТУ EN 62053-22, ДСТУ EN 62052-11	0,5 S
Клас точності при вимірюванні реактивної енергії за ДСТУ EN 62053-22, ДСТУ EN 62052-11	2,0
Номінальна напруга U_n , В	3x220/380
Допустимі відхилення напруги, % від U_n	від -20 до +15
Початкова сила струму I_{st} , А	0,005
Номінальна сила струму I_n , А	5
Чутливість, мА при вимірюванні активної енергії при вимірюванні реактивної енергії	5 7,3
Споживана потужність в колах напруги, ВА (Вт) в колах струму, ВА	не більше 10 (2) не більше 0,05

Таблиця Б.2

Основні технічні характеристики лічильника РІ2 електроенергії
 NIK2307 ARP3 T.1600.M2.21 прямого підключення

Клас точності при вимірюванні активної енергії за ДСТУ EN 62053-22, ДСТУ EN 62052-11	0,5 S
Клас точності при вимірюванні реактивної енергії за ДСТУ EN 62053-22, ДСТУ EN 62052-11	2,0
Номінальна напруга U_n , В	3x220/380
Допустимі відхилення напруги, % від U_n	від -20 до +15
Початкова сила струму I_{st} , А	0,005
Номінальна сила струму I_n , А	5
Чутливість, мА при вимірюванні активної енергії при вимірюванні реактивної енергії	5 7,3
Споживана потужність в колах напруги, ВА (Вт) в колах струму, ВА	не більше 10 (2) не більше 0,05

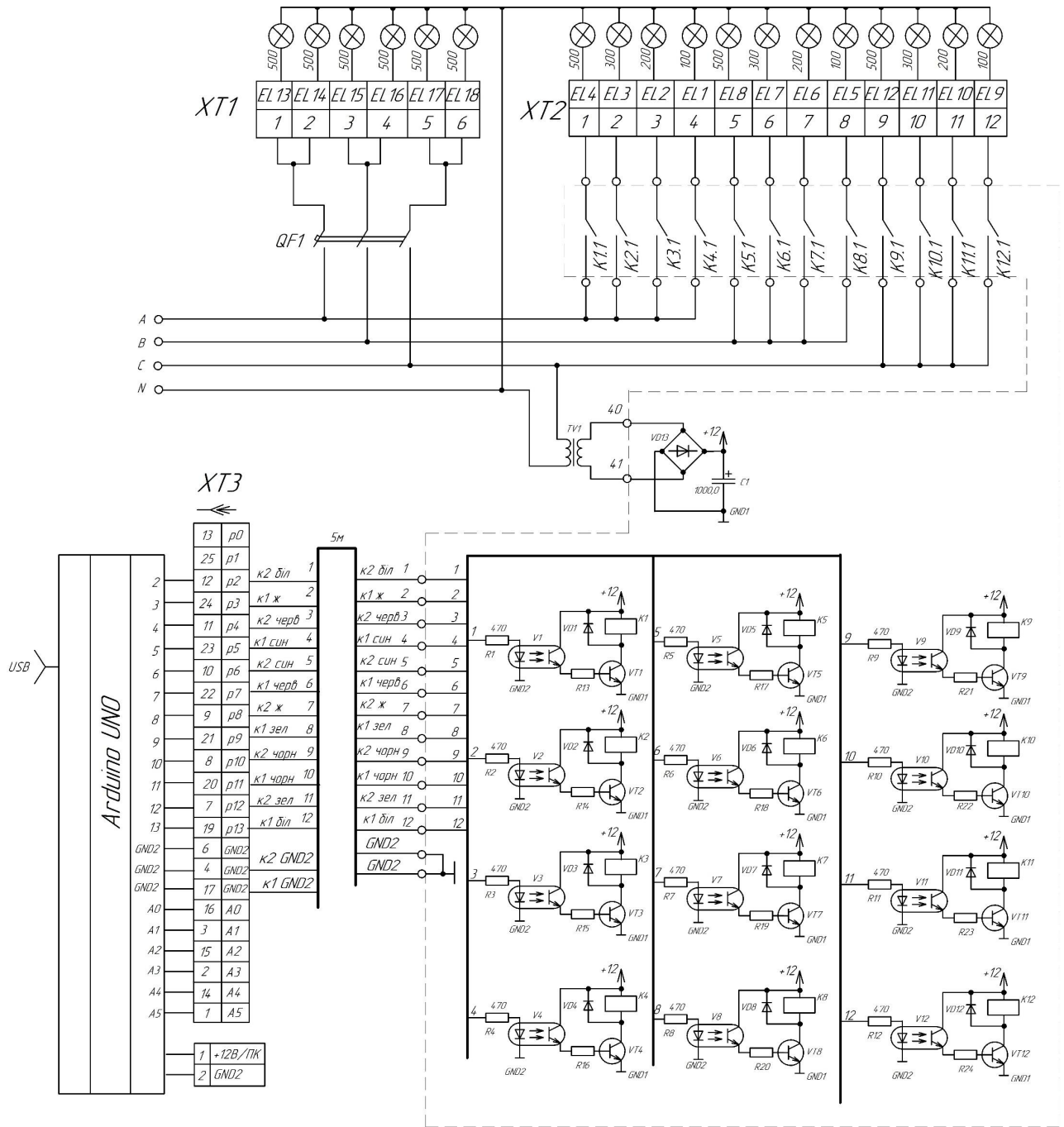


Рис. Б.1. Принципова електрична схема панелі з лампами розжарювання, що відіграють роль активного навантаження

Таблиця Б.3

Протокол результатів дослідів

Навантаження:	Основне	+	Додаткове	=	Всього	Дослід № <input type="text"/>
$P_a =$	<input type="text"/>		<input type="text"/>		Вт	
$P_b =$	<input type="text"/>		<input type="text"/>		Вт	
$P_c =$	<input type="text"/>		<input type="text"/>		Вт	
$P_{abc} =$					Вт	Дата <input type="text"/>

Результати вимірювань:

ПОЧАТОК

за планом _____

OBIS	Парам.	Од. в.	PI1 (трансформ.)	PI2 (пряме)
0.9.1	t			x
96.1.0			x	x
1.8.0	W_{123}	кВт·год		
2.8.0			x	x
3.8.0			x	x
4.8.0			x	x
15.8.0			x	x
16.8.0			x	x
31.7.0	I_1	A		
51.7.0	I_2	A		
71.7.0	I_3	A		
32.7.0	U_1	B	x	
52.7.0	U_2	B	x	
72.7.0	U_3	B	x	
33.7.0			x	x
34.7.0			x	x
15.7.0	P_{123}	кВт		
35.7.0	P_1	кВт		
55.7.0	P_2	кВт		
75.7.0	P_3	кВт		
16.7.0			x	x
81.7.10			x	x

КІНЕЦЬ

за планом _____

OBIS	Парам.	Од. в.	PI1 (трансформ.)	PI2 (пряме)
0.9.1	t			x
96.1.0			x	x
1.8.0	W_{123}	кВт·год		

Пояснення до форми протоколу. Для кожного дослідження вказуються:

- номер дослідження;
- дата проведення дослідження;
- тип використовуваних трансформаторів струму;
- величина активного навантаження першої фази P_a , Вт;
- величина активного навантаження другої фази P_b , Вт;
- величина активного навантаження третьої фази P_c , Вт;
- запланований час початку та закінчення дослідження.

На початку дослідження до форми протоколу заносяться наступні дані:

для лічильника РІ1 трансформаторного включення:

- поточний час t (ОБІС код параметра 0.9.1);
- пряма активна енергія W_{123} , кВт·год (1.8.0);
- струм першої фази I_1 , А (31.7.0);
- струм другої фази I_2 , А (51.7.0);
- струм третьої фази I_3 , А (71.7.0);
- пряма активна потужність по трьом фазам P_{123} , кВт (15.7.0);
- пряма активна потужність першої фази P_1 , кВт (35.7.0);
- пряма активна потужність другої фази P_2 , кВт (55.7.0);
- пряма активна потужність третьої фази P_3 , кВт (75.7.0);

для лічильника РІ2 прямого включення:

- пряма активна енергія W_{123} , кВт·год (1.8.0);
- струм першої фази I_1 , А (31.7.0);
- струм другої фази I_2 , А (51.7.0);
- струм третьої фази I_3 , А (71.7.0);
- напруга першої фази відносно нейтралі U_1 , В (32.7.0);
- напруга другої фази відносно нейтралі U_2 , В (52.7.0);
- напруга третьої фази відносно нейтралі U_3 , В (72.7.0);
- пряма активна потужність по трьом фазам P_{123} , кВт (15.7.0);
- пряма активна потужність першої фази P_1 , кВт (35.7.0);
- пряма активна потужність другої фази P_2 , кВт (55.7.0);
- пряма активна потужність третьої фази P_3 , кВт (75.7.0).

В кінці дослідження до форми протоколу заносяться наступні дані:

для лічильника РІ1 трансформаторного включення:

- поточний час t (0.9.1);
- пряма активна енергія W_{123} , кВт·год (1.8.0);

для лічильника РІ2 прямого включення:

- пряма активна енергія W_{123} , кВт·год (1.8.0).

ДОДАТОК В

Результати експериментальних досліджень статичної характеристики
вимірювальних трансформаторів струму при зниженому навантаженні вузла
обліку

Таблиця В.1

План проведення дослідів на лабораторному стенді

№ дослідів	Дата	Орієнтовний час		Фазне навантаження			Загальне навантаження
		початок	кінець	P_a , Вт	P_b , Вт	P_c , Вт	P_{abc} , Вт
1	2	3	4	5	6	7	8
Трансформатори струму 300/5							
1	01.09.2020	8	12	100	100	100	300
2	01.09.2020	12	16	200	100	100	400
3	02.09.2020	8	12	200	200	100	500
4	02.09.2020	12	16	200	200	200	600
5	03.09.2020	8	12	300	200	200	700
6	03.09.2020	12	16	300	300	200	800
7	04.09.2020	8	12	300	300	300	900
8	04.09.2020	12	16	400	300	300	1000
9	07.09.2020	8	12	400	400	300	1100
10	07.09.2020	12	16	400	400	400	1200
11	08.09.2020	8	12	500	400	400	1300
12	08.09.2020	12	16	500	500	500	1500
13	09.09.2020	8	12	600	500	500	1600
14	09.09.2020	12	16	600	600	500	1700
15	10.09.2020	8	12	600	600	600	1800
16	10.09.2020	12	16	700	600	600	1900
17	11.09.2020	8	12	700	700	600	2000
18	11.09.2020	12	16	700	700	700	2100
19	14.09.2020	8	12	800	700	700	2200
20	14.09.2020	12	16	800	800	700	2300
21	15.09.2020	8	12	800	800	800	2400
22	15.09.2020	12	16	900	800	800	2500
23	16.09.2020	8	12	900	900	900	2700

1	2	3	4	5	6	7	8
Трансформатори струму 600/5							
24	16.09.2020	12	16	100	100	100	300
25	17.09.2020	8	12	200	100	100	400
26	17.09.2020	12	16	200	200	100	500
27	18.09.2020	8	12	200	200	200	600
28	18.09.2020	12	16	300	200	200	700
29	21.09.2020	8	12	300	300	200	800
30	21.09.2020	12	16	300	300	300	900
31	22.09.2020	8	12	400	300	300	1000
32	22.09.2020	12	16	400	400	300	1100
33	23.09.2020	8	12	400	400	400	1200
34	23.09.2020	12	16	500	400	400	1300
35	24.09.2020	8	12	500	500	500	1500
36	24.09.2020	12	16	600	500	500	1600
37	25.09.2020	8	12	600	600	500	1700
38	25.09.2020	12	16	600	600	600	1800
39	28.09.2020	8	12	700	600	600	1900
40	28.09.2020	12	16	700	700	600	2000
41	29.09.2020	8	12	700	700	700	2100
42	29.09.2020	12	16	800	700	700	2200
43	30.09.2020	8	12	800	800	700	2300
44	30.09.2020	12	16	800	800	800	2400
45	01.10.2020	8	12	900	800	800	2500
46	01.10.2020	12	16	900	900	900	2700

Таблиця В.2

Покази лічильника РІ1, що підключений за допомогою вимірвальних трансформаторів струму 300/5, на початку дослідів №№ 1–23

№ досл.	Дата	t	$W_{123},$ кВт·год	$I_1,$ А	$I_2,$ А	$I_3,$ А	$P_{123},$ кВт	$P_1,$ кВт	$P_2,$ кВт	$P_3,$ кВт
		0.9.1	1.8.0	31.7.0	51.7.0	71.7.0	15.7.0	35.7.0	55.7.0	75.7.0
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
1	01.09.2020	07:56:45	1,481	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	01.09.2020	11:55:07	1,481	0,014	0,000	0,000	0,004	0,004	0,000	0,000
3	02.09.2020	08:02:04	1,495	0,014	0,013	0,000	0,008	0,004	0,004	0,000
4	02.09.2020	12:07:50	1,530	0,013	0,014	0,013	0,011	0,004	0,004	0,004
5	03.09.2020	07:58:37	1,568	0,022	0,014	0,014	0,014	0,006	0,004	0,004
6	03.09.2020	11:59:20	1,616	0,022	0,022	0,014	0,015	0,006	0,006	0,004
7	04.09.2020	08:27:00	1,656	0,022	0,021	0,021	0,016	0,006	0,006	0,005
8	04.09.2020	12:01:10	1,711	0,028	0,021	0,020	0,018	0,008	0,006	0,005
9	07.09.2020	08:03:57	1,781	0,029	0,027	0,020	0,019	0,007	0,007	0,005
10	08.09.2020	11:06:30	1,835	0,028	0,028	0,027	0,021	0,007	0,007	0,007
11	08.09.2020	08:04:19	1,892	0,038	0,028	0,027	0,024	0,010	0,007	0,007
12	08.09.2020	11:59:24	1,981	0,037	0,037	0,038	0,028	0,010	0,009	0,010
13	09.09.2020	08:03:20	2,085	0,046	0,037	0,038	0,030	0,011	0,009	0,010
14	09.09.2020	12:00:15	2,200	0,045	0,044	0,037	0,031	0,012	0,010	0,009
15	10.09.2020	08:05:36	2,313	0,045	0,044	0,044	0,033	0,011	0,011	0,011
16	10.09.2020	12:00:55	2,440	0,053	0,045	0,046	0,035	0,013	0,011	0,011
17	11.09.2020	08:25:11	2,550	0,052	0,051	0,045	0,037	0,013	0,013	0,012
18	11.09.2020	12:17:00	2,687	0,053	0,053	0,053	0,038	0,013	0,013	0,013
19	14.09.2020	09:30:40	2,820	0,059	0,051	0,052	0,034	0,014	0,012	0,013
20	14.09.2020	12:47:40	2,945	0,059	0,059	0,051	0,041	0,014	0,014	0,013
21	15.09.2020	08:45:49	3,066	0,059	0,058	0,059	0,043	0,015	0,014	0,015
22	15.09.2020	12:02:45	3,202	0,066	0,059	0,058	0,044	0,016	0,014	0,014
23	16.09.2020	08:16:02	3,323	0,066	0,066	0,066	0,049	0,017	0,015	0,016

Таблиця В.3

Покази лічильника РІ2 прямого включення на початку дослідів №№ 1–23

№ досл.	Дата	t	W ₁₂₃ , кВт·год	I ₁ , А	I ₂ , А	I ₃ , А	U ₁ , В	U ₂ , В	U ₃ , В	P ₁₂₃ , кВт	P ₁ , кВт	P ₂ , кВт	P ₃ , кВт
1	01.09.2020	07:56:45	5,612	0,441	0,432	0,442	236,255	226,415	239,960	0,307	0,102	0,097	0,105
2	01.09.2020	11:55:07	6,832	0,887	0,436	0,434	238,140	230,408	232,857	0,409	0,209	0,100	0,101
3	02.09.2020	08:02:04	8,490	0,880	0,850	0,443	236,123	228,861	238,885	0,502	0,206	0,193	0,105
4	02.09.2020	12:07:50	10,791	0,881	0,860	0,873	236,540	231,930	234,547	0,605	0,206	0,198	0,203
5	03.09.2020	07:58:37	13,080	1,350	0,872	0,872	237,793	236,954	234,340	0,722	0,318	0,202	0,201
6	03.09.2020	11:59:20	15,999	1,338	1,330	0,884	237,179	230,806	240,151	0,822	0,313	0,302	0,210
7	04.09.2020	08:27:00	18,354	1,336	1,319	1,322	235,768	229,687	240,951	0,924	0,310	0,298	0,316
8	04.09.2020	12:01:10	21,688	1,769	1,336	1,292	238,199	234,828	234,967	1,024	0,407	0,308	0,305
9	07.09.2020	08:03:57	25,872	1,744	1,721	1,271	232,736	222,316	228,180	1,062	0,397	0,379	0,287
10	08.09.2020	11:06:30	29,123	1,724	1,728	1,699	225,881	222,525	225,175	1,150	0,385	0,388	0,375
11	08.09.2020	08:04:19	32,541	2,352	1,763	1,730	236,282	231,777	234,708	1,355	0,548	0,401	0,401
12	08.09.2020	11:59:24	37,877	2,331	2,306	2,337	234,728	229,501	234,439	1,604	0,540	0,526	0,541
13	09.09.2020	08:03:20	44,113	2,763	2,309	2,322	238,569	231,248	233,562	1,711	0,647	0,526	0,532
14	09.09.2020	12:00:15	50,991	2,771	2,720	2,343	237,570	228,231	236,888	1,813	0,647	0,618	0,544
15	10.09.2020	08:05:36	57,786	2,777	2,724	2,744	235,925	229,633	233,677	1,903	0,651	0,617	0,635
16	10.09.2020	12:00:55	65,410	3,218	2,726	2,782	236,790	230,640	233,813	2,021	0,751	0,629	0,640
17	11.09.2020	08:25:11	71,962	3,210	3,159	2,779	238,746	230,144	237,599	2,128	0,760	0,717	0,644
18	11.09.2020	12:17:00	80,202	3,235	3,167	3,181	235,272	229,301	236,027	2,208	0,747	0,714	0,741
19	14.09.2020	09:30:40	88,130	3,613	3,111	3,123	231,702	225,678	233,523	2,255	0,823	0,702	0,732
20	14.09.2020	12:47:40	95,615	3,613	3,595	3,170	231,078	229,289	231,908	2,364	0,821	0,805	0,732
21	15.09.2020	08:45:49	102,835	3,615	3,578	3,586	234,911	226,810	232,690	2,466	0,833	0,805	0,824
22	15.09.2020	12:02:45	110,992	4,023	3,631	3,546	232,105	230,194	228,594	2,536	0,912	0,825	0,796
23	16.09.2020	08:16:02	118,243	4,089	4,018	3,999	236,931	226,983	231,738	2,762	0,942	0,908	0,917

Таблиця В.4

Покази лічильника РІ1, що підключений за допомогою вимірювальних трансформаторів струму 300/5, та лічильника РІ2 прямого включення в кінці дослідів №№ 1–23

№ досл.	Дата	t	Лічильник РІ1 W_{123} , кВт·год	Лічильник РІ2 W_{123} , кВт·год
		0.9.1	1.8.0	1.8.0
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
1	01.09.2020	11:54:01	1,481	6,819
2	01.09.2020	15:55:30	1,495	8,459
3	02.09.2020	12:05:05	1,529	10,747
4	02.09.2020	15:52:40	1,568	13,060
5	03.09.2020	11:58:09	1,616	15,971
6	03.09.2020	14:47:30	1,655	18,324
7	04.09.2020	12:00:01	1,711	21,650
8	04.09.2020	16:00:11	1,780	25,800
9	07.09.2020	11:04:51	1,835	29,077
10	08.09.2020	14:00:25	1,891	32,485
11	08.09.2020	11:58:34	1,980	37,829
12	08.09.2020	15:49:08	2,084	44,051
13	09.09.2020	11:59:24	2,199	50,940
14	09.09.2020	15:40:50	2,312	57,720
15	10.09.2020	11:59:30	2,440	65,345
16	10.09.2020	15:12:08	2,549	71,894
17	11.09.2020	12:16:20	2,687	80,141
18	11.09.2020	15:49:05	2,820	88,076
19	14.09.2020	12:47:05	2,945	95,564
20	14.09.2020	15:48:08	3,065	102,770
21	15.09.2020	12:01:40	3,201	110,895
22	15.09.2020	14:52:41	3,322	118,157
23	16.09.2020	10:08:30	3,411	123,436

Таблиця В.5

Покази лічильника РІ1, що підключений за допомогою вимірювальних трансформаторів струму 600/5, на початку дослідів №№ 24–46

№ досл.	Дата	t	$W_{123},$ кВт·год	$I_1,$ А	$I_2,$ А	$I_3,$ А	$P_{123},$ кВт	$P_1,$ кВт	$P_2,$ кВт	$P_3,$ кВт
		0.9.1	1.8.0	31.7.0	51.7.0	71.7.0	15.7.0	35.7.0	55.7.0	75.7.0
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
24	16.09.2020	12:17:35	3,411	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
25	17.09.2020	08:14:20	3,411	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
26	17.09.2020	11:59:00	3,411	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
27	18.09.2020	08:04:50	3,411	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
28	18.09.2020	12:43:50	3,411	0,010	0,000	0,000	0,003	0,003	0,000	0,000
29	21.09.2020	08:18:43	3,419	0,011	0,011	0,000	0,006	0,003	0,003	0,000
30	21.09.2020	11:52:31	3,437	0,010	0,011	0,013	0,010	0,003	0,003	0,004
31	22.09.2020	08:37:50	3,466	0,014	0,010	0,010	0,010	0,004	0,003	0,003
32	22.09.2020	12:06:32	3,495	0,015	0,014	0,010	0,011	0,004	0,004	0,003
33	23.09.2020	08:12:07	3,505	0,014	0,014	0,014	0,011	0,004	0,004	0,004
34	23.09.2020	11:40:28	3,563	0,019	0,014	0,013	0,012	0,005	0,004	0,003
35	24.09.2020	09:07:30	3,611	0,019	0,019	0,020	0,015	0,005	0,005	0,005
36	24.09.2020	11:49:00	3,647	0,022	0,018	0,019	0,016	0,006	0,004	0,005
37	25.09.2020	08:12:13	3,678	0,022	0,022	0,018	0,017	0,006	0,006	0,005
38	25.09.2020	12:23:25	3,741	0,022	0,022	0,022	0,016	0,006	0,006	0,006
39	28.09.2020	08:06:56	3,792	0,025	0,021	0,022	0,017	0,007	0,005	0,005
40	28.09.2020	11:52:36	3,855	0,026	0,025	0,022	0,019	0,007	0,006	0,006
41	29.09.2020	08:12:23	3,925	0,025	0,025	0,025	0,019	0,006	0,006	0,007
42	29.09.2020	12:33:46	4,004	0,029	0,025	0,026	0,019	0,008	0,006	0,006
43	30.09.2020	08:16:39	4,065	0,030	0,028	0,025	0,021	0,007	0,007	0,006
44	30.09.2020	12:06:40	4,141	0,029	0,029	0,029	0,021	0,007	0,007	0,007
45	01.10.2020	09:19:57	4,221	0,033	0,030	0,030	0,022	0,008	0,007	0,008
46	01.10.2020	12:16:07	4,288	0,032	0,031	0,033	0,024	0,008	0,008	0,008

Таблиця В.6

Покази лічильника РІ2 прямого включення на початку дослідів №№ 24–46

№ досл.	Дата	t	W ₁₂₃ , кВт·год	I ₁ , А	I ₂ , А	I ₃ , А	U ₁ , В	U ₂ , В	U ₃ , В	P ₁₂₃ , кВт	P ₁ , кВт	P ₂ , кВт	P ₃ , кВт
1	2	0.9.1	1.8.0	31.7.0	51.7.0	71.7.0	32.7.0	52.7.0	72.7.0	15.7.0	35.7.0	55.7.0	75.7.0
24	16.09.2020	12:17:35	123,448	0,438	0,430	0,435	233,105	225,285	233,272	0,299	0,102	0,097	0,099
25	17.09.2020	08:14:20	124,253	0,877	0,432	0,438	235,500	229,044	237,326	0,406	0,205	0,097	0,104
26	17.09.2020	11:59:00	125,767	0,877	0,848	0,435	234,205	225,551	231,928	0,493	0,204	0,191	0,099
27	18.09.2020	08:04:50	127,679	0,877	0,866	0,865	234,010	231,770	231,385	0,599	0,206	0,195	0,198
28	18.09.2020	12:43:50	130,479	1,320	0,858	0,867	231,473	229,458	233,600	0,697	0,301	0,197	0,201
29	21.09.2020	08:18:43	132,645	1,344	1,319	0,879	239,104	230,695	239,569	0,827	0,319	0,299	0,209
30	21.09.2020	11:52:31	135,566	1,337	1,315	1,720	236,000	228,945	234,133	1,003	0,314	0,295	0,392
31	22.09.2020	08:37:50	139,072	1,763	1,309	1,281	236,161	226,765	233,907	1,001	0,413	0,293	0,296
32	22.09.2020	12:06:32	142,608	1,766	1,745	1,273	235,169	228,734	231,760	1,096	0,409	0,396	0,288
33	23.09.2020	08:12:07	146,642	1,766	1,742	1,721	237,471	226,120	236,126	1,206	0,418	0,391	0,403
34	23.09.2020	11:40:28	150,861	2,330	1,743	1,705	234,829	228,959	231,558	1,325	0,536	0,397	0,392
35	24.09.2020	09:07:30	156,597	2,322	2,296	2,307	236,925	229,313	233,950	1,595	0,537	0,520	0,534
36	24.09.2020	11:49:00	160,898	2,757	2,277	2,306	235,289	225,153	232,769	1,677	0,635	0,504	0,532
37	25.09.2020	08:12:13	164,638	2,761	2,740	2,334	238,758	228,608	237,852	1,813	0,649	0,617	0,544
38	25.09.2020	12:23:25	172,282	2,771	2,705	2,759	238,272	226,365	233,758	1,899	0,654	0,611	0,628
39	28.09.2020	08:06:56	178,459	3,189	2,719	2,724	234,200	228,146	230,540	1,977	0,741	0,619	0,627
40	28.09.2020	11:52:36	185,984	3,202	3,142	2,721	236,594	228,155	230,453	2,079	0,740	0,710	0,624
41	29.09.2020	08:12:23	194,405	3,190	3,128	3,185	233,158	229,103	233,083	2,172	0,731	0,700	0,731
42	29.09.2020	12:33:46	203,928	3,654	3,138	3,156	234,140	227,143	230,091	2,265	0,846	0,699	0,715
43	30.09.2020	08:16:39	211,364	3,649	3,560	3,203	235,633	223,610	236,905	2,390	0,856	0,792	0,748
44	30.09.2020	12:06:40	220,436	3,618	3,555	3,535	231,258	222,865	227,825	2,400	0,826	0,784	0,785
45	01.10.2020	09:19:57	230,145	4,011	3,552	3,629	230,654	223,285	227,651	2,547	0,913	0,790	0,850
46	01.10.2020	12:16:07	238,177	4,041	4,001	4,022	233,460	225,825	235,094	2,751	0,921	0,894	0,946

Таблиця В.7

Покази лічильника РІ1, що підключений за допомогою вимірвальних трансформаторів струму 600/5, та лічильника РІ2 прямого включення в кінці дослідів №№ 24–46

№ досл.	Дата	t	Лічильник РІ1 W_{123} , кВт·год	Лічильник РІ2 W_{123} , кВт·год
		0.9.1	1.8.0	1.8.0
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
24	16.09.2020	15:58:14	3,411	124,242
25	17.09.2020	11:58:07	3,411	125,758
26	17.09.2020	15:50:50	3,411	127,669
27	18.09.2020	12:43:13	3,411	130,466
28	18.09.2020	15:45:45	3,419	132,618
29	21.09.2020	11:50:21	3,437	135,522
30	21.09.2020	15:40:50	3,466	139,051
31	22.09.2020	12:05:20	3,495	142,554
32	22.09.2020	15:45:10	3,528	146,602
33	23.09.2020	11:39:21	3,563	150,823
34	23.09.2020	15:55:00	3,610	156,518
35	24.09.2020	11:48:53	3,646	160,856
36	24.09.2020	14:00:41	3,677	164,599
37	25.09.2020	12:22:41	3,741	172,240
38	25.09.2020	15:34:47	3,792	178,410
39	28.09.2020	11:50:58	3,854	185,896
40	28.09.2020	15:52:03	3,924	194,350
41	29.09.2020	12:32:02	4,003	203,833
42	29.09.2020	15:49:50	4,065	211,313
43	30.09.2020	12:06:32	4,141	220,436
44	30.09.2020	15:59:46	4,221	230,107
45	01.10.2020	12:14:49	4,287	238,070
46	01.10.2020	14:41:28	4,344	244,868

Таблиця В.8

Емпіричні значення первинних та вторинних струмів вимірювальних трансформаторів після первинної

<i>i</i>	1		2		3		4		5		6	
	ТА1 300/5		ТА2 300/5		ТА3 300/5		ТА1 600/5		ТА2 600/5		ТА3 600/5	
<i>j</i>	$I_{p, A}$	$I_{s, A}$	$I_{p, A}$	$I_{s, A}$	$I_{p, A}$	$I_{s, A}$	$I_{p, A}$	$I_{s, A}$	$I_{p, A}$	$I_{s, A}$	$I_{p, A}$	$I_{s, A}$
1	0,887	0,014	0,850	0,013	0,873	0,013	1,320	0,010	1,319	0,011	1,720	0,013
2	0,880	0,014	0,872	0,014	0,872	0,014	1,344	0,011	1,315	0,011	1,281	0,010
3	0,881	0,013	1,330	0,022	0,884	0,014	1,337	0,010	1,309	0,010	1,273	0,010
4	1,350	0,022	1,336	0,021	1,322	0,021	1,763	0,014	1,745	0,014	1,721	0,014
5	1,338	0,022	1,721	0,027	1,292	0,020	1,766	0,015	1,742	0,014	1,705	0,013
6	1,769	0,028	1,728	0,028	1,699	0,027	1,766	0,014	1,743	0,014	2,307	0,020
7	1,744	0,029	2,306	0,037	2,337	0,038	2,330	0,019	2,296	0,019	2,306	0,019
8	1,724	0,028	2,309	0,037	2,343	0,037	2,322	0,019	2,277	0,018	2,334	0,018
9	2,352	0,038	2,720	0,044	2,744	0,044	2,761	0,022	2,740	0,022	2,759	0,022
10	2,763	0,046	2,726	0,045	2,782	0,046	2,771	0,022	2,719	0,021	2,724	0,022
11	2,771	0,045	3,159	0,051	2,779	0,045	3,189	0,025	3,142	0,025	2,721	0,022
12	3,218	0,053	3,167	0,053	3,181	0,053	3,202	0,026	3,128	0,025	3,185	0,025
13	3,210	0,052	3,111	0,051	3,123	0,052	3,654	0,029	3,138	0,025	3,156	0,026
14	3,235	0,053	3,595	0,059	3,170	0,051	3,649	0,030	3,560	0,028	3,203	0,025
15	3,613	0,059	3,578	0,058	3,586	0,059	3,618	0,029	3,555	0,029	3,535	0,029
16	3,615	0,059	3,631	0,059	3,546	0,058	4,011	0,033	3,552	0,030	3,629	0,030
17	4,089	0,066	4,018	0,066	3,999	0,066	4,041	0,032	4,001	0,031	4,022	0,033

ДОДАТОК Д

Програма для коваріаційного аналізу статичної характеристики вимірювальних трансформаторів струму

Лістинг Д.1

Фрагмент програми для задавання експериментальних значень струмів

```
clear
clc
format short e
format compact
%Програма коваріаційного аналізу статичної характеристики
%вимірювальних трансформаторів струму
%ТА1-ТА3 (300/5), ТА4-ТА6 (600/5)
% Вихідні дані - експериментальні точки в абс. одиницях
% Ip - матриця первинних струмів в амперах,
% рядки і - № тр-та струму,
% стовпчики j - номер точки
% Is - матриця вторинних струмів,
% рядки і - № тр-та струму,
% стовпчики j - номер точки
Ip(1,:)= [0.887 0.880 0.881 1.350 1.338 1.769 1.744 1.724 2.352
2.763 2.771 3.218 3.210 3.235 3.613 3.615 4.089];
Is(1,:)= [0.014 0.014 0.013 0.022 0.022 0.028 0.029 0.028 0.038
0.046 0.045 0.053 0.052 0.053 0.059 0.059 0.066];
Ip(2,:)= [0.850 0.872 1.330 1.336 1.721 1.728 2.306 2.309 2.720
2.726 3.159 3.167 3.111 3.595 3.578 3.631 4.018];
Is(2,:)= [0.013 0.014 0.022 0.021 0.027 0.028 0.037 0.037 0.044
0.045 0.051 0.053 0.051 0.059 0.058 0.059 0.066];
Ip(3,:)= [0.873 0.872 0.884 1.322 1.292 1.699 2.337 2.343 2.744
2.782 2.779 3.181 3.123 3.170 3.586 3.546 3.999];
Is(3,:)= [0.013 0.014 0.014 0.021 0.020 0.027 0.038 0.037 0.044
0.046 0.045 0.053 0.052 0.051 0.059 0.058 0.066];
Ip(4,:)= [1.320 1.344 1.337 1.763 1.766 1.766 2.330 2.322 2.761
2.771 3.189 3.202 3.654 3.649 3.618 4.011 4.041];
Is(4,:)= [0.010 0.011 0.010 0.014 0.015 0.014 0.019 0.019 0.022
0.022 0.025 0.026 0.029 0.030 0.029 0.033 0.032];
Ip(5,:)= [1.319 1.315 1.309 1.745 1.742 1.743 2.296 2.277 2.740
2.719 3.142 3.128 3.138 3.560 3.555 3.552 4.001];
Is(5,:)= [0.011 0.011 0.010 0.014 0.014 0.014 0.019 0.018 0.022
0.021 0.025 0.025 0.025 0.028 0.029 0.030 0.031];
Ip(6,:)= [1.720 1.281 1.273 1.721 1.705 2.307 2.306 2.334 2.759
2.724 2.721 3.185 3.156 3.203 3.535 3.629 4.022];
Is(6,:)= [0.013 0.010 0.010 0.014 0.013 0.020 0.019 0.018 0.022
0.022 0.022 0.025 0.026 0.025 0.029 0.030 0.033];
%номінальні первинні струми
Inom=[300 300 300 600 600 600];
```

Фрагмент програми для здійснення дисперсійного аналізу

```

disp('===Коваріаційний аналіз характеристик вимірювальних
трансформаторів')
disp('струму в режимі зниженого навантаження===')
m=6; %загальна кількість трансформаторів струму
n=17; %загальна кількість експ точок
disp('Рівень значущості')
alfa=0.05 %рівень значущості
Ip_pu=zeros(m,n); %експериментальні точки у в.о.
Is_pu=Is./5;
for i=1:m
    for j=1:n
        Ip_pu(i,j)=Ip(i,j)/Inom(i);
    end
end
disp('==Дисперсійний аналіз==')
disp('Математичні сподівання по всім вибірками:');
Ip_mean=mean(Ip_pu,"all")
Is_mean=mean(Is_pu,"all")
disp('Характеристики вибірок:');
Dss=0;
for i=1:m
    for j=1:n
        Dss=Dss+(Is_pu(i,j)-Is_mean)^2;
    end
end
disp('Dss='); disp(Dss);
Dpp=0;
for i=1:m
    for j=1:n
        Dpp=Dpp+(Ip_pu(i,j)-Ip_mean)^2;
    end
end
disp('Dpp='); disp(Dpp);
Dps=0;
for i=1:m
    for j=1:n
        Dps=Dps+(Ip_pu(i,j)-Ip_mean)*(Is_pu(i,j)-Is_mean);
    end
end
disp('Dps='); disp(Dps);
Ip_mean_row=mean(Ip_pu,2); %середнє по рядкам
Is_mean_row=mean(Is_pu,2);
Ess=0;
for i=1:m
    for j=1:n
        Ess=Ess+(Is_pu(i,j)-Is_mean_row(i))^2;
    end
end

```

```

end
disp('Ess='); disp(Ess);
Epp=0;
for i=1:m
    for j=1:n
        Epp=Epp+(Ip_pu(i,j)-Ip_mean_row(i))^2;
    end
end
disp('Epp='); disp(Epp);
Eps=0;
for i=1:m
    for j=1:n
        Eps=Eps+(Ip_pu(i,j)-Ip_mean_row(i))*(Is_pu(i,j)-
Is_mean_row(i));
    end
end
disp('Eps='); disp(Eps);
Dde=Ess-Eps^2/Epp
Dde_pr=Dss-Dps^2/Dpp
Dme=Dde/(m*(n-1)-1)

```

Лістинг Д.3

Фрагмент програми для перевірки значущості впливу коефіцієнта
трансформації на статичну характеристику вимірювальних трансформаторів

```

disp('ПЕРЕВІРКА гіпотези H0: tau=0. Альтернативна гіпотеза H1:
tau<>0.');
```

disp('Значення критерія:');

$$F0_1 = (Dde_pr - Dde) / (m - 1) / Dme$$

```

disp('Критичне значення:');
Fc_1=finv(1-alfa,m-1,m*(n-1)-1)
disp('Висновок:');
if F0_1<Fc_1
    disp('гіпотеза H0: tau=0 не може бути відкинута (за F-критерієм),
оскільки F0<Fc, при рівні значущості alfa='); disp(alfa);
    disp('Перевірка за p');
    disp('Розраховане значення p=');
    p_1=1-fcdf(1-alfa,m-1,m*(n-1)-1)
    if p_1>alfa
        disp('гіпотеза H0: tau=0 не може бути відкинута (за значенням
p>alfa) при рівні значущості alfa='); disp(alfa);
    else
        disp('приймається H1: tau<>0 (за значенням p<alfa) при рівні
значущості alfa='); disp(alfa);
    end
else
    disp('приймається H1: tau<>0 (за F-критерієм), оскільки F0>Fc, п
при рівні значущості alfa='); disp(alfa);
end

```

Лістинг Д.4

Фрагмент програми для перевірки значущості коефіцієнта лінійної регресії

```

disp('==Регресійний аналіз==');
disp('ПЕРЕВІРКА гіпотези H0: beta=0. Альтернативна гіпотеза H1:
beta<>0');
disp('Значення критерія:');
F0_2=Eps^2/Epp/Dme
disp('Критичне значення:');
Fc_2=finv(1-alfa,1,m*(n-1)-1)
if F0_2<Fc_2
    disp('гіпотеза H0: beta=0 не може бути відкинута (за F-
критерієм), оскільки F0<Fc, при рівні значущості alfa=');
disp(alfa);
else
    disp('приймається H1: beta<>0 (за F-критерієм), оскільки F0>Fc,
при рівні значущості alfa='); disp(alfa);
end
disp('Оцінки коефіцієнтів регресії:');
mu=Is_mean
beta=Eps/Epp
mu_pr=mu-beta*Ip_mean

```

Лістинг Д.5

Фрагмент програми для аналізу регресійних залишків

```

disp('=Аналіз регресійних залишків=');
%розрахунок залишків
ee=zeros(m,n);
for i=1:m
    for j=1:n
        ee(i,j)=Is_pu(i,j)-(mu_pr+beta*Ip_pu(i,j));
    end
end
ee1=ee';
ee_oc=ee1(:); %залишки в один вектор-стовпчик
Ip1_pu=Ip_pu';
Ip_pu_oc=Ip1_pu(:); %первинні струми в один вектор-стовпчик
Is1_pu=Is_pu';
Is_pu_oc=Is1_pu(:); %вторинні струми в один вектор-стовпчик
EM(:,1)=Ip_pu_oc; %матриця перв струмів (стовпчик 1) і залишків
(стовпчик 2)
EM(:,2)=ee_oc; %використовується для сортування залишків по
збільшенню перв струмів
%сортувати за зростанням струмів
[temp, order]=sort(EM(:,1));

```



```

EM_sorted=EM(order,:);
ee_sorted=EM_sorted(:,2);
Ip_pu_sorted=EM_sorted(:,1);
cdfn=normcdf(ee_sorted,mean(ee_sorted),std([ee_sorted]));
disp ('Перевірка залишків на нормальність розподілу, критерій
Колмогорова-Смірнова');
disp ('Основна гіпотеза H0: вибірка належить нормальному закону
розподілу. ');
disp ('Альтернативна гіпотеза: H1: вибірка не належить нормальному
закону розподілу. ');
[h,p,ksstat,cv] = kstest(ee_sorted, [ee_sorted, cdfn],0.05);
disp('Результат: приймається гіпотеза:'); disp(h);
disp('Значення p='); disp(p);
disp('Значення статистики критерія ksstat='); disp(ksstat);
disp('Критичне значення критерія cv='); disp(cv);
disp ('Перевірка залишків на нульове мат. сподівання, t-критерій
(Ст"юдента)');
disp ('Основна гіпотеза H0: m[e]=0. Альтернативна гіпотеза H1:
m[e]<>0');
[h,p,ci,stats] = ttest(ee_sorted);
disp('Результат: приймається гіпотеза:'); disp(h);
disp('Значення p='); disp(p);
disp('Довірчий інтервал для мат. сподівання вибірки ci=');
disp(ci);
disp('при довірчій імовірності 100*(1-Alpha)% ='); disp(100*(1-
alfa));
disp ('Тестування автокореляції першого порядку регресійних
залишків за критерієм Дарбіна-Уотсона ');
disp ('Основна гіпотеза H0: випадкові відхилення регресійних
залишків незалежні');
disp ('Альтернативна гіпотеза H1: має місце автокореляції між
регресійними залишками');
%Dарбіна-Уотсона
s1=0;
nn=size(ee_sorted,1);
for i=2:nn
    s1=s1+(ee_sorted(i)-ee_sorted(i-1))^2;
end
s2=0;
for i=1:nn
    s2=s2+ee_sorted(i)^2;
end
disp ('Розраховане значення критерія');
D=s1/s2
disp ('Кількість спостережень');
NN=n*m
disp ('Теоретичні значення критерія для порядку лінії k=1 при
alfa=0.05');
%Інтерполяція табличних значень для порядку лінії k=1 при
alfa=0.05

```

```

dn_tab=[39 40 45 50 55 60 65 70 75 80 85 90 95 100
150 200];
dL_tab=[1.435 1.442 1.475 1.503 1.528 1.549 1.567 1.583
1.598 1.611 1.624 1.635 1.645 1.654 1.720 1.758 ];
dU_tab=[1.540 1.544 1.566 1.585 1.601 1.616 1.629 1.641
1.652 1.662 1.671 1.679 1.687 1.694 1.747 1.779 ];
%plot(dn_tab,dL_tab,dn_tab,dU_tab),grid on
dL= interp1(dn_tab,dL_tab,NN)
dU= interp1(dn_tab,dU_tab,NN)
disp ('Результат:');
if D<2
    if D<dL
        disp('H1 - наявна позитивна автокореляція')
    else
        if D>dU
            disp('H0 - немає позитивної автокореляції, оскільки D>dU.')
            disp('D=')
            disp(D)
            disp('dU=')
            disp (dU)
        else
            disp('Неможливо прийняти рішення щодо позитивної автокореляції')
        end
    end
else
    if (4-D)<dL
        disp('H1 - наявна негативна автокореляція')
    else
        if (4-D)>dU
            disp('H0 - немає негативної автокореляції, оскільки (4-D)>dU.')
            disp('(4-D)=')
            disp(4-D)
            disp('dU=')
            disp (dU)
        else
            disp('Неможливо прийняти рішення щодо негативної автокореляції')
        end
    end
end
end

```

Лістинг Д.6

Фрагмент програми для визначення характеристик лінії регресії

```

%довірчі інтервали для лінії регресії
%стандартне відхилення результатів спостережень відносно значень
%за лінією регресії (для регресії першого порядку)
ss=sqrt(1/(m*n-1-1)*sum(ee.^2,'all'));
%допоміжна змінна
Dk_conf=sqrt(1/m/n+((Ip_pu_sorted-Ip_mean).^2)./Dpp); %для
довірчого інтервалу

```

```

Dk_pred=sqrt(1+1/m/n+((Ip_pu_sorted-Ip_mean).^2)./Dpp); %для
інтервалу прогнозування
%верхня межа довірчого інтервалу (по точкам з Ip_pu_sorted)
Yh_conf=mu_pr+beta*Ip_pu_sorted+tinvs(1-alfa/2,m*n-1-1)*ss*Dk_conf;
%нижня межа довірчого інтервалу (по точкам з Ip_pu_sorted)
Yl_conf=mu_pr+beta*Ip_pu_sorted-tinvs(1-alfa/2,m*n-1-1)*ss*Dk_conf;
%верхня межа інтервалу прогнозування(по точкам з Ip_pu_sorted)
Yh_pred=mu_pr+beta*Ip_pu_sorted+tinvs(1-alfa/2,m*n-1-1)*ss*Dk_pred;
%нижня межа інтервалу прогнозування (по точкам з Ip_pu_sorted)
Yl_pred=mu_pr+beta*Ip_pu_sorted-tinvs(1-alfa/2,m*n-1-1)*ss*Dk_pred;
%Уточнення струмової похибки трансформаторів струму
disp('Уточнення струмової похибки трансформаторів струму ')
beta_pr=beta-1
%рівномірна шкала первинних струмів
x=2e-3:0.01e-3:14e-3;
%регресія струмової похибки по рівномірній шкалі x
e_pr=(mu_pr./x+beta_pr).*100;
%верхня межа довірчого інтервалу Is(по рівномірній шкалі x)
C1=mu_pr+beta*x+tinvs(1-alfa/2,m*n-1-1)*ss*sqrt(1/m/n+((x-
Ip_mean).^2)./Dpp);
%нижня межа інтервалу прогнозування Is (по рівномірній шкалі x)
C2=mu_pr+beta*x-tinvs(1-alfa/2,m*n-1-1)*ss*sqrt(1/m/n+((x-
Ip_mean).^2)./Dpp);
disp('Довірч інтервал макс')
max(tinvs(1-alfa/2,m*n-1-1)*ss*sqrt(1/m/n+((x-Ip_mean).^2)./Dpp))
%верхня межа довірчого інтервалу Is(по рівномірній шкалі x)
P1=mu_pr+beta*x+tinvs(1-alfa/2,m*n-1-1)*ss*sqrt(1+1/m/n+((x-
Ip_mean).^2)./Dpp);
%нижня межа інтервалу прогнозування Is (по рівномірній шкалі x)
P2=mu_pr+beta*x-tinvs(1-alfa/2,m*n-1-1)*ss*sqrt(1+1/m/n+((x-
Ip_mean).^2)./Dpp);
disp('Інтервали прогнозування макс')
max(tinvs(1-alfa/2,m*n-1-1)*ss*sqrt(1+1/m/n+((x-Ip_mean).^2)./Dpp))
e_C1=(C1./x-1)*100; %верхня межа дов інтерв струмової похибки
e_C2=(C2./x-1)*100; %нижня межа довірч інтерв струмової похибки
disp('Довірч інтервал за струмовою похибкою макс')
max(abs(e_C1-e_pr))
max(abs(e_C2-e_pr))
%верхня межа інтервалу прогнозування струмової похибки
e_P1=(P1./x-1)*100;
%нижня межа інтервалу прогнозування струмової похибки
e_P2=(P2./x-1)*100;
disp('Інтервал прогнозування за струмовою похибкою макс')
max(abs(e_P1-e_pr))
max(abs(e_P2-e_pr))
disp('Інтервал прогнозування за струмовою похибкою MIN')
min(abs(e_P1-e_pr))
min(abs(e_P2-e_pr))
e_points=(Is_pu./Ip_pu-1)*100; %експ струмові похибки

```

ДОДАТОК Е

Результати експериментальних досліджень точності обліку за вимірювальним каналом фази А вузла обліку

Таблиця Е.1

Покази лічильника РІ1 трансформаторного підключення (вимірювальні трансформаторні струму 600/5 класу точності 0,5 S) для вимірювального каналу фази А

№ досліджу	Дата	Початок досліджу				Кінець досліджу	
		Код OBIS					
		0.9.1	1.8.0	31.7.0	35.7.0	0.9.1	1.8.0
		Параметр					
		час t	W_{123} , кВт·год	I_1 , А	P_1 , кВт	час t	W_{123} , кВт·год
1	2	3	4	5	6	7	8
1	30.11.2020	11:33:47	4,676	0,000	0,000	14:41:48	4,676
2	12.11.2020	11:46:06	4,347	0,000	0,000	14:41:31	4,347
3	03.12.2020	10:54:57	4,683	0,000	0,000	14:28:04	4,683
4	01.12.2020	09:56:17	4,676	0,000	0,000	12:46:07	4,676
5	13.11.2020	10:34:52	4,347	0,000	0,000	13:57:14	4,347
6	04.12.2020	10:34:43	4,683	0,000	0,000	13:44:21	4,688
7	05.05.2021	13:02:10	6,396	0,000	0,000	15:15:10	6,396
8	06.05.2021	09:55:26	6,396	0,000	0,000	11:58:07	6,396
9	06.05.2021	11:58:50	6,396	0,000	0,000	13:46:19	6,396
10	11.05.2021	09:45:38	6,396	0,000	0,000	10:55:46	6,396
11	16.11.2020	10:11:47	4,347	0,011	0,003	12:51:00	4,353
12	01.12.2020	12:46:55	4,676	0,011	0,003	15:25:48	4,683
13	08.12.2020	10:01:22	4,688	0,012	0,003	12:53:03	4,697
14	08.12.2020	12:54:00	4,697	0,013	0,003	15:10:26	4,703
15	16.11.2020	12:52:38	4,353	0,014	0,004	15:31:14	4,362
16	17.11.2020	10:06:54	4,363	0,018	0,005	13:06:30	4,376
17	17.11.2020	13:07:00	4,376	0,022	0,006	15:46:47	4,390
18	19.04.2021	09:46:12	6,168	0,019	0,005	13:58:58	6,187
19	27.01.2021	11:46:40	5,169	0,021	0,006	14:50:49	5,184
20	19.03.2021	11:05:37	5,837	0,011	0,003	15:05:23	5,848
21	18.11.2020	09:36:44	4,390	0,025	0,006	12:26:46	4,408
22	18.11.2020	12:27:27	4,408	0,029	0,007	15:25:53	4,429
23	23.11.2020	08:34:15	4,429	0,034	0,008	11:55:30	4,454
24	23.11.2020	11:56:38	4,454	0,036	0,008	14:53:23	4,479
25	29.01.2021	10:24:21	5,184	0,026	0,006	13:30:32	5,203
26	17.02.2021	10:33:12	5,203	0,028	0,007	13:29:45	5,222
27	17.02.2021	13:30:23	5,222	0,032	0,008	16:03:41	5,242
28	21.04.2021	10:56:56	6,192	0,037	0,009	14:00:06	6,217
29	23.02.2021	11:23:42	5,257	0,030	0,007	15:14:06	5,284
30	24.02.2021	11:00:00	5,285	0,037	0,009	14:41:23	5,317

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
31	22.03.2021	10:04:42	5,848	0,029	0,008	12:41:08	5,867
32	24.11.2020	10:09:52	4,479	0,040	0,010	13:48:50	4,513
33	25.11.2020	08:26:35	4,513	0,043	0,011	12:01:15	4,550
34	10.12.2020	12:55:54	4,809	0,044	0,011	15:26:18	4,835
35	25.11.2020	12:02:20	4,550	0,047	0,012	15:02:13	4,584
36	10.12.2020	09:57:59	4,776	0,048	0,011	15:54:50	4,808
37	26.11.2020	10:26:20	4,585	0,049	0,012	13:54:35	4,626
38	25.02.2021	10:21:30	5,317	0,043	0,010	13:00:28	5,344
39	25.02.2021	13:01:19	5,344	0,047	0,011	15:04:10	5,366
40	03.03.2021	10:50:43	5,367	0,047	0,011	13:16:55	5,394
41	22.03.2021	12:42:16	5,867	0,041	0,010	15:38:19	5,897
42	30.11.2020	08:33:54	4,638	0,055	0,013	11:32:43	4,676
43	09.12.2020	10:21:47	4,704	0,056	0,013	13:09:31	4,739
44	09.12.2020	13:10:50	4,740	0,059	0,014	15:47:40	4,775
45	03.03.2021	13:17:33	5,394	0,055	0,013	15:28:43	5,421
46	05.03.2021	10:24:38	5,422	0,056	0,013	12:42:05	5,452
47	05.03.2021	12:42:58	5,452	0,061	0,014	13:57:57	5,470
48	09.03.2021	09:47:06	5,470	0,065	0,015	11:52:16	5,502
49	10.03.2021	10:41:38	5,502	0,067	0,016	12:37:34	5,532
50	23.03.2021	09:19:59	5,897	0,054	0,013	11:10:58	5,920
51	23.03.2021	11:11:53	5,921	0,059	0,014	12:41:16	5,941
52	10.03.2021	12:38:26	5,533	0,072	0,017	14:29:38	5,563
53	11.03.2021	10:58:08	5,564	0,073	0,017	13:07:28	5,600
54	11.03.2021	13:10:55	5,601	0,075	0,018	14:30:12	5,623
55	12.03.2021	10:51:09	5,624	0,080	0,019	13:20:52	5,669
56	12.03.2021	13:21:46	5,669	0,082	0,019	14:54:28	5,696
57	25.03.2021	12:49:56	6,079	0,070	0,017	14:15:13	6,102
58	25.03.2021	10:57:23	6,045	0,075	0,018	12:48:32	6,078
59	24.03.2021	12:57:13	6,002	0,071	0,017	15:31:47	6,045
60	24.03.2021	11:28:46	5,974	0,079	0,019	12:55:02	6,001
61	23.03.2021	12:43:31	5,942	0,073	0,017	14:36:43	5,974
62	17.03.2021	10:41:26	5,696	0,084	0,019	12:26:24	5,729
63	17.03.2021	12:27:16	5,729	0,091	0,020	14:26:15	5,769
64	18.03.2021	13:35:52	5,815	0,092	0,021	14:44:04	5,837
65	18.03.2021	11:25:24	5,770	0,091	0,021	13:34:51	5,814
66	26.03.2021	10:00:55	6,111	0,088	0,020	12:48:30	6,168
67	27.04.2021	13:02:30	6,253	0,088	0,020	15:33:30	6,303
68	27.04.2021	11:10:18	6,218	0,085	0,020	13:01:33	6,253
69	29.04.2021	09:44:36	6,303	0,088	0,020	11:29:18	6,337
70	05.05.2021	10:07:45	6,338	0,087	0,020	11:31:21	6,366
71	05.05.2021	11:32:14	6,366	0,088	0,021	13:00:45	6,396

Таблиця Е.2

Покази лічильника РІ2 прямого підключення
для вимірвального каналу фази А

№ дослід	Початок дослід						Кінець дослід
	Код OBIS						
	1.8.0	31.7.0	32.7.0	52.7.0	72.7.0	35.7.0	1.8.0
	Параметр						
	W_{123} , кВт·год	I_1 , А	U_1 , В	U_2 , В	U_3 , В	P_1 , кВт	W_{123} , кВт·год
<i>l</i>	2	3	4	5	6	7	8
1	285,750	0,446	232,329	231,821	234,370	0,102	286,076
2	245,181	0,448	234,140	230,688	235,732	0,103	245,486
3	287,507	0,706	234,024	227,200	232,485	0,163	288,101
4	286,079	0,877	233,840	230,009	234,051	0,206	286,675
5	245,490	0,882	235,175	228,576	233,606	0,206	246,177
6	288,108	1,120	231,508	227,341	237,499	0,260	288,956
7	496,931	0,893	239,148	228,925	238,325	0,210	497,401
8	497,404	0,855	227,915	228,712	228,564	0,194	497,808
9	497,811	0,446	235,710	226,960	235,191	0,104	497,996
10	497,998	0,874	230,557	228,172	236,350	0,198	498,236
11	246,182	1,315	232,322	228,831	238,603	0,304	246,992
12	286,680	1,337	238,494	224,082	242,509	0,314	287,505
13	288,965	1,558	229,011	225,650	234,788	0,355	289,996
14	290,006	1,600	229,917	226,466	237,998	0,361	290,827
15	247,005	1,763	233,448	229,843	237,787	0,408	248,089
16	248,097	2,318	233,808	226,089	235,766	0,532	249,701
17	249,717	2,757	233,067	228,031	237,904	0,636	251,410
18	469,494	2,338	230,432	227,510	237,937	0,535	471,770
19	349,594	2,736	230,488	217,962	233,755	0,619	351,487
20	429,765	1,495	233,723	228,156	237,589	0,342	431,163
21	251,437	3,171	231,195	229,035	237,360	0,720	253,527
22	253,541	3,613	232,253	236,722	238,817	0,829	256,059
23	256,094	4,039	229,400	230,824	238,457	0,912	259,146
24	259,170	4,399	224,237	232,941	233,825	0,972	262,137
25	351,497	3,133	224,060	221,582	237,220	0,695	353,691
26	353,706	3,554	223,685	218,782	237,125	0,783	356,054
27	356,070	3,974	225,983	218,368	241,315	0,882	358,355
28	472,389	4,416	227,390	224,003	235,590	0,990	475,459
29	360,234	3,736	224,197	223,612	240,683	0,826	363,516
30	363,536	4,589	225,822	220,281	240,644	1,021	367,404
31	431,176	3,648	235,957	228,712	232,302	0,848	433,412
32	262,153	4,856	225,270	230,263	230,829	1,090	266,228
33	266,257	5,336	230,002	230,316	238,454	1,237	270,632
34	303,445	5,454	228,777	225,416	235,562	1,252	306,551
35	270,668	5,803	232,077	230,213	239,041	1,328	274,714

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
36	299,515	5,901	230,561	227,134	232,686	1,343	303,414
37	274,844	6,113	224,609	235,689	234,062	1,360	279,773
38	367,438	5,304	226,174	227,308	235,168	1,193	370,645
39	370,670	5,803	231,654	225,865	239,672	1,322	373,370
40	373,415	5,827	221,594	223,651	229,040	1,270	376,628
41	433,444	5,151	234,848	221,059	238,249	1,204	436,952
42	281,171	6,703	232,170	233,905	240,209	1,519	285,734
43	290,866	6,865	227,405	226,682	233,885	1,542	295,149
44	295,195	7,235	224,505	224,527	235,858	1,610	299,426
45	376,656	6,737	227,102	221,269	235,538	1,515	379,958
46	379,999	6,873	255,192	224,415	233,607	1,534	383,581
47	383,616	7,570	226,062	223,127	223,261	1,685	385,742
48	385,802	7,992	226,761	225,624	234,930	1,790	389,596
49	389,661	8,196	226,809	221,117	237,919	1,822	393,265
50	436,983	6,777	226,017	224,623	244,073	1,516	439,828
51	439,864	7,185	226,684	227,176	238,715	1,620	442,311
52	393,303	8,848	226,121	222,925	236,717	1,961	396,986
53	397,050	9,019	224,997	223,538	235,158	2,005	401,430
54	401,488	9,149	224,992	224,773	238,511	2,033	404,184
55	404,239	9,777	224,690	219,905	232,052	2,169	409,677
56	409,726	10,104	220,109	225,435	237,380	2,192	412,850
57	458,807	8,621	228,719	227,647	242,832	1,938	461,587
58	454,843	9,215	230,505	222,272	242,194	2,099	458,743
59	449,577	8,791	229,199	227,024	237,986	2,009	454,788
60	446,286	9,761	228,245	226,982	238,394	2,191	449,523
61	442,388	8,93	223,716	228,378	244,381	1,982	446,226
62	412,900	10,232	217,985	226,497	237,732	2,212	416,833
63	416,883	10,994	217,601	230,443	236,985	2,385	421,656
64	427,162	11,252	218,740	229,125	238,761	2,413	429,755
65	421,765	11,246	219,800	232,458	239,330	2,738	427,082
66	462,659	10,795	224,372	233,135	239,532	2,401	469,476
67	479,809	10,597	218,945	234,142	241,161	2,297	485,674
68	475,577	10,337	223,345	225,157	242,376	2,274	479,755
69	485,738	10,722	219,245	226,577	238,086	2,347	489,848
70	489,939	10,564	226,424	230,997	234,895	2,367	493,233
71	493,283	10,808	224,834	233,662	233,120	2,393	496,918

Таблиця Е.3

Попереднє оброблення експериментальних даних
для вимірювального каналу фази А

№ досліджу	Спожита протягом досліджу активна енергія за РІ1 W_{PI1} , кВт·год	Спожита протягом досліджу активна енергія за РІ2 W_{PI2} , кВт·год	Абсолютна похибка вимірювання спожитої протягом досліджу активної енергії DW , кВт·год	Відносне значення первинного струму ТА I_p^* , %	Відносна похибка вимірювання спожитої протягом досліджу активної енергії δW , %	Абсолютне значення вторинного струму ТА I_s , мА
1	2	3	4	5	6	7
1	0,000	0,326	-0,326	0,074	-100,00	0,0
2	0,000	0,305	-0,305	0,075	-100,00	0,0
3	0,000	0,594	-0,594	0,118	-100,00	0,0
4	0,000	0,596	-0,596	0,146	-100,00	0,0
5	0,000	0,687	-0,687	0,147	-100,00	0,0
6	0,600	0,848	-0,248	0,187	-29,25	0,0
7	0,000	0,470	-0,470	0,149	-100,00	0,0
8	0,000	0,404	-0,404	0,143	-100,00	0,0
9	0,000	0,185	-0,185	0,074	-100,00	0,0
10	0,000	0,238	-0,238	0,146	-100,00	0,0
11	0,720	0,810	-0,090	0,219	-11,11	11,0
12	0,840	0,825	0,015	0,223	1,82	11,0
13	1,080	1,031	0,049	0,260	4,75	12,0
14	0,720	0,821	-0,101	0,267	-12,30	13,0
15	1,080	1,084	-0,004	0,294	-0,37	14,0
16	1,560	1,604	-0,044	0,386	-2,74	18,0
17	1,680	1,693	-0,013	0,460	-0,77	22,0
18	2,280	2,276	0,004	0,390	0,18	19,0
19	1,800	1,893	-0,093	0,456	-4,91	21,0
20	1,320	1,398	-0,078	0,249	-5,58	11,0
21	2,160	2,090	0,070	0,529	3,35	25,0
22	2,520	2,518	0,002	0,602	0,08	29,0
23	3,000	3,052	-0,052	0,673	-1,70	34,0
24	3,000	2,967	0,033	0,733	1,11	36,0
25	2,280	2,194	0,086	0,522	3,92	26,0
26	2,280	2,348	-0,068	0,592	-2,90	28,0
27	2,400	2,285	0,115	0,662	5,03	32,0
28	3,000	3,070	-0,070	0,736	-2,28	37,0
29	3,240	3,282	-0,042	0,623	-1,28	30,0
30	3,840	3,868	-0,028	0,765	-0,72	37,0

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
31	2,280	2,236	0,044	0,608	1,97	29,0
32	4,080	4,075	0,005	0,809	0,12	40,0
33	4,440	4,375	0,065	0,889	1,49	43,0
34	3,120	3,106	0,014	0,909	0,45	44,0
35	4,080	4,046	0,034	0,967	0,84	47,0
36	3,840	3,899	-0,059	0,984	-1,51	48,0
37	4,920	4,929	-0,009	1,019	-0,18	49,0
38	3,240	3,207	0,033	0,884	1,03	43,0
39	2,640	2,700	-0,060	0,967	-2,22	47,0
40	3,240	3,213	0,027	0,971	0,84	47,0
41	3,600	3,508	0,092	0,859	2,62	41,0
42	4,560	4,563	-0,003	1,117	-0,07	55,0
43	4,200	4,283	-0,083	1,144	-1,94	56,0
44	4,200	4,231	-0,031	1,206	-0,73	59,0
45	3,240	3,302	-0,062	1,123	-1,88	55,0
46	3,600	3,582	0,018	1,146	0,50	56,0
47	2,160	2,126	0,034	1,262	1,60	61,0
48	3,840	3,794	0,046	1,332	1,21	65,0
49	3,600	3,604	-0,004	1,366	-0,11	67,0
50	2,760	2,845	-0,085	1,130	-2,99	54,0
51	2,400	2,447	-0,047	1,198	-1,92	59,0
52	3,600	3,683	-0,083	1,475	-2,25	72,0
53	4,320	4,380	-0,060	1,503	-1,37	73,0
54	2,640	2,696	-0,056	1,525	-2,08	75,0
55	5,400	5,438	-0,038	1,630	-0,70	80,0
56	3,240	3,124	0,116	1,684	3,71	82,0
57	2,760	2,780	-0,020	1,437	-0,72	70,0
58	3,960	3,900	0,060	1,536	1,54	75,0
59	5,160	5,211	-0,051	1,465	-0,98	71,0
60	3,240	3,237	0,003	1,627	0,09	79,0
61	3,840	3,838	0,002	1,488	0,05	73,0
62	3,960	3,933	0,027	1,705	0,69	84,0
63	4,800	4,773	0,027	1,832	0,57	91,0
64	2,640	2,593	0,047	1,875	1,81	92,0
65	5,280	5,317	-0,037	1,874	-0,70	91,0
66	6,840	6,817	0,023	1,799	0,34	88,0
67	6,000	5,865	0,135	1,766	2,30	88,0
68	4,200	4,178	0,022	1,723	0,53	85,0
69	4,080	4,110	-0,030	1,787	-0,73	88,0
70	3,360	3,294	0,066	1,761	2,00	87,0
71	3,600	3,635	-0,035	1,801	-0,96	88,0

ДОДАТОК Ж

Лістинг програмного забезпечення для обрахування параметрів нечітких функцій, що характеризують вимірювальні канали вузла обліку

Лістинг Ж.1

Скрипт GLOBAL_SCRIPT.m на m-мові у пакеті MATLAB

```

clc
clear
options=optimset('tolX',1e-10,'MaxFunEvals',1e10);
M=7;           %загальна кількість інтервалів струму
delL=0;       %зсув вверх для апроксимації
delR=200;
delv=0;
poryadok_f=1; %порядок полінома при апроксимації функцій
              %приналежності експ точок f(tau)

%Кількість експериментальних точок N(фаза, інтервал)
%фаза А
    N(1,1:M)=[6 10 11 10 10 10 10];
%фаза В
    N(2,1:M)=[6 10 10 10 10 10 10];
%фаза С
    N(3,1:M)=[6 10 11 10 10 10 10];
%Експериментальні відліки відносних значень струмів
%Ip_pr(фаза, інтервал, номер експ точки)
%Експериментальні значення відносних похибок
%dW_pr(фаза, інтервал, номер експ точки)
%фаза А
    faza=1; interv=1;
    Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[0.074 0.075 0.118
0.146 0.147 0.187];
    dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[-100 -100 -100 -100 -
100 -29.25];
    faza=1; interv=2;
    Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[0.219 0.223 0.260
0.267 0.294 0.386 0.460 0.383 0.456 0.249];
    dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[-11.11 1.82 4.75 -
12.30 -0.37 -2.74 -0.77 3.5 -4.91 -5.58];
    faza=1; interv=3;
    Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[0.529 0.602 0.673
0.733 0.522 0.592 0.662 0.737 0.623 0.765 0.608];
    dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[3.35 0.08 -1.70 1.11
3.92 -2.90 5.03 -2.20 -1.28 -0.72 1.97];
    faza=1; interv=4;
    Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[0.809 0.889 0.909
0.967 0.984 1.019 0.884 0.967 0.971 0.859];

```

```

    dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[0.12 1.49 0.45 0.84 -
1.51 -0.18 1.03 -2.22 0.84 2.62];
    faza=1; interv=5;
    Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[1.117 1.144 1.206
1.123 1.146 1.262 1.332 1.366 1.130 1.198];
    dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[-0.07 -1.94 -0.73 -
1.88 0.50 1.60 1.21 -0.11 -2.99 -1.92 ];
    faza=1; interv=6;
    Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[1.475 1.503 1.525
1.630 1.684 1.480 1.530 1.590 1.650 1.642];
    dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[-2.25 -1.37 -2.08 -
0.7 3.71 -3.22 -3.81 -4.01 0.26 4.2];
    faza=1; interv=7;
    Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[1.705 1.832 1.875
1.874 1.780 1.790 1.800 1.820 1.85 1.84];
    dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[0.69 0.57 1.81 -0.70
0.41 0.15 -1.28 2.12 -2.4 -0.65];

    %φaza B
    faza=2; interv=1;
    Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[0.06 0.085 0.13 0.15
0.16 0.19];
    dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[-100 -100 -100 -100 -
100 -40.3];
    faza=2; interv=2;
    Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[0.380 0.244 0.499
0.497 0.260 0.248 0.386 0.413 0.248 0.436];
    dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[4.35 -8.40 8.54 1.89
8.11 -19.06 -11.37 -0.36 19.28 -14.59];
    faza=2; interv=3;
    Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[0.760 0.590 0.757
0.614 0.614 0.691 0.523 0.594 0.626 0.551];
    dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[-2.00 -9.40 -3.57 -
4.89 -0.65 1.96 3.55 -4.84 5.52 -3.90];
    faza=2; interv=4;
    Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[1.079 0.905 0.954
0.883 0.991 0.810 0.829 0.802 1.033 0.813];
    dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[2.53 0.48 -0.61 -0.36
-1.13 0.06 -2.60 -3.51 -0.4 -2.81];
    faza=2; interv=5;
    Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[1.391 1.229 1.269
1.339 1.316 1.183 1.251 1.28 1.19 1.211];
    dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[0.72 -0.17 1.06 1.55
-1.70 -0.78 -0.04 1.02 0.51 1.23];
    faza=2; interv=6;
    Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[1.505 1.621 1.525
1.670 1.584 1.538 1.590 1.460 1.650 1.642];
    dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[-2.05 -1.37 -1.88 -
0.7 2.91 -3.22 -2.73 -4.01 -0.3 3.81];
    faza=2; interv=7;

```

```

        Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[1.73 1.821 1.795
1.863 1.775 1.810 1.790 1.830 1.81 1.79];
        dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[0.8 0.71 1.91 -0.60 -
0.8 0.35 -1.13 -2.83 -2.38 -0.78];

        %фаза C
        faza=3; interv=1;
        Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[0.065 0.082 0.128
0.169 0.180 0.198 ];
        dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[-100 -100 -100 -100 -
100 -53.8];
        faza=3; interv=2;
        Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[0.219 0.223 0.260
0.267 0.294 0.386 0.460 0.383 0.456 0.249];
        dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[-15.2 6.75 3.89 10.8
-9.28 -1.89 1.39 4.8 9.2 11.9];
        faza=3; interv=3;
        Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[0.62 0.58 0.756 0.869
0.436 0.689 0.728 0.59 0.613 0.781 0.65];
        dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[4.25 -2.8 -3.09 5.26
10.87 12.35 -0.12 -3.86 -2.11 -0.89 2.36];
        faza=3; interv=4;
        Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[0.93 0.89 0.96 0.92
0.89 0.97 1.05 0.978 0.895 1.03];
        dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[0.18 1.95 -0.53 0.72
-1.48 1.29 -0.48 1.38 2.89 3.25];
        faza=3; interv=5;
        Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[1.27 1.209 1.112
1.306 1.25 1.198 1.328 1.289 1.187 1.189];
        dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[2.27 -1.87 -0.31 -
2.78 -0.51 2.70 1.21 0.21 -1.19 -0.92 ];
        faza=3; interv=6;
        Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[1.508 1.428 1.498
1.597 1.689 1.439 1.481 1.62 1.631 1.589];
        dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[-3.89 -1.28 2.14 -
0.87 -2.78 3.87 -2.89 -2.14 0.36 0.15];
        faza=3; interv=7;
        Ip_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[1.732 1.818 1.789
1.861 1.76 1.770 1.82 1.85 1.79 1.89];
        dW_pr(faza,interv,1:N(faza,interv))=[1.79 0.67 -1.12 -0.51
0.31 0.29 -1.56 2.18 -2.3 0.11];
Ip_pr_mean=zeros(3,6);
for i=1:3      %по фазам
    for j=1:M  %по интервалам
        s=0;
        for k=1:N(i,j)
            s=s+Ip_pr(i,j,k);
        end
        Ip_pr_mean(i,j)=s/N(i,j);
    end
end
end

```

```

lamb=0.8:-0.05:0.2; %масив рівнів довіри
LAMBDA=size(lamb,2); %кількість рівнів довіри
%межі нечітких інтервалів для оцінок відносних похибок обліку
% dWL(фаза, інтервал, номер рівня довіри)
% dWR(фаза, інтервал, номер рівня довіри)
% dWv(фаза, інтервал, номер рівня довіри)
dWL=zeros(3,M,LAMBDA);
dWR=zeros(3,M,LAMBDA);
dWv=zeros(3,M);
for dzeta=1:3 %по фазам
    for gama=2:M %по інтервалам
        for j=1:LAMBDA %по рівням довіри
            %вектор-рядок експ точок
[dWL(dzeta,gama,j), dWR(dzeta,gama,j), dWv(dzeta,gama), ~, ~, ~,
~] = f_interv(squeeze(dW_pr(dzeta,gama,1:N(dzeta,gama))))',
poryadok_f, lamb(j), 0);
            end
        end
        %для 1го інтервалу
        dWv(dzeta,1)=-100;
        for j=1:LAMBDA %по рівням довіри
            dWL(dzeta,1,j)=-100;
            dWR(dzeta,1,j)=-100;
        end
    end
end
%коєфіцієнти апрокс. меж нечітких функцій для кожного з каналів
%номер індекса коєфіцієнта: 1-A1; 2-A2; 3-B1; 4-B2; 5-C
% ліва межа L(фаза, індекс рівня довіри, номер індекса)
% права межа R(фаза, індекс рівня довіри, номер індекса)
% найб близьке V(фаза, номер індекса)
L=zeros(3,LAMBDA,5);
R=zeros(3,LAMBDA,5);
V=zeros(3,5);
for dzeta=1:3 %по фазам
    for j=1:LAMBDA %по рівням довіри
        %значення по абсцисам Ip_pr_mean(dzeta,:)
        %значення по ординатам dWL(dzeta,:, j)
        L(dzeta, j, :)=fminsearch(@exp2_func, [-275 9 0.1 253 -
11],options,Ip_pr_mean(dzeta,:),dWL(dzeta,:, j)+delL,M);
        L(dzeta, j, 5)=L(dzeta, j, 5)-delL;
        R(dzeta, j, :)=fminsearch(@exp2_func, [-275 9 0.1 253 -
11],options,Ip_pr_mean(dzeta,:),dWR(dzeta,:, j)+delR,M);
        R(dzeta, j, 5)=R(dzeta, j, 5)-delR;
    end
    V(dzeta, :)=fminsearch(@exp2_func, [-275 9 0.1 253 -
11],options,Ip_pr_mean(dzeta,:),dWv(dzeta,:)+delv,M);
    V(dzeta, 5)=V(dzeta, 5)-delv;
end

```

Скрипт функції f_interv

```

function [xL, xR, xvv, UFlamb_pu, UFlamb, a, b]=f_interv(x, L,
lamb_z, plott)
%Функція виконує розрахунок меж нечіткого інтервалу для
%вимірюваної величини, вибіркові значення якої задаються
%Вхід: x - вектор вимірюваних значень
%      L - степень полінома, що апроксимує гілку функції
приналежності
%      lamb_z - рівень довіри, в.о.
%      plott - чи будувати графіки (0 - ні, 1 - так)
%Вихід: xL - ліва межа нечіткого інтервалу
%      xR - права межа нечіткого інтервалу
%      xvv - результат вимірювання, що приймається як найближчий до
істинного
%      значення
%      UFlamb_pu - нормована ширина нечіткого інтервалу
%      UFlamb - ширина нечіткого інтервалу в одиницях вимірюваної
величини
%      a - коефіцієнти апрокс. полінома для гілки 1
%      b - коефіцієнти апрокс. полінома для гілки 2
%Приклад виклику функції:
%      [xL1, xR1, xvv1, UFlamb_pu1, UFlamb1, a1, b1]=f_interv(x, 3,
0.4, 0)
if min(x)<=0 %якщо є від'ємні значення, то змістити у додатну
область
    sm=abs(min(x))+0.1;
else
    sm=0;
end
x=x+sm;
n=size(x,2);
x_pr=sort(x);
for k=1:(n-1)
    del(k)=x_pr(k+1)-x_pr(k);
end
del_max=max(del);
del_min=min(del);
for k=1:(n-1)
    m(k)=1-(del(k)-del_min)/del_max;
    if m(k)==1
        v=k;
        xv=x_pr(k);
    end
end
for k=1:v
    mul(k)=(m(k)-min(m(1:v)))/(max(m(1:v))-min(m(1:v)));
    taul(k)=abs(x_pr(k)-xv)/(max(x_pr)-min(x_pr));
end

```

```

for k=1:(n-v)
    mu2(k)=(m(k+v-1)-min(m(v:(n-1))))/(max(m(v:(n-1)))-min(m(v:(n-1))));
    tau2(k)=abs(x_pr(k+v-1)-xv)/(max(x_pr)-min(x_pr));
end
options=optimset('tolX',1e-6);
%Гілка 1
a_init=zeros(1,L); %початкові значення
a=fminsearch(@norm_r_inf,a_init,options,L,v,taul,mu1);
%Гілка 2
b_init=zeros(1,L); %ones(1,L); %початкові значення = 1
b=fminsearch(@norm_r_inf,b_init,options,L,(n-v),tau2,mu2);
if plott==1 %якщо дозволена побудова графіка
    nn=100; %кількість точок
    %побудувати криву апрокс та експ точки для 1 гілки
    xx1=taul(1):(taul(v)-taul(1))/(nn-1):taul(v);
    yy1=zeros(1,nn);
    for k=1:nn
        yy1(k)=1;
        for l=1:L
            yy1(k)=yy1(k)+a(l).*xx1(k)^l;
        end
    end
    figure(1),subplot(1,2,1),plot(xx1,yy1,taul,mu1,'.k'), ...
        grid on,xlabel('taul'),ylabel('mu1')
    %побудувати криву апрокс та експ точки для 2 гілки
    xx2=tau2(1):(tau2(n-v)-tau2(1))/(nn-1):tau2(n-v);
    yy2=zeros(1,nn);
    for k=1:nn
        yy2(k)=1;
        for l=1:L
            yy2(k)=yy2(k)+b(l).*xx2(k)^l;
        end
    end
    figure(1),subplot(1,2,2),plot(xx2,yy2,tau2,mu2,'.k'), ...
        grid on,xlabel('tau2'),ylabel('mu2')
    figure(2),subplot(2,2,1),plot(xx2,yy2,tau2,mu2,'.k',-xx1,yy1,-
    taul,mu1,'*k'), ...
        grid on
end
ksil_all=roots([rot90(a,2), 1-lamb_z]);
for k=1:length(ksil_all)
    if ksil_all(k)<1 && ksil_all(k)>0
        %перевірити знак похідної при цьому корені
        %обрахувати похідну від полінома
        pp=0;
        for l=1:L
            pp=pp+l*a(l)*ksil_all(k)^(l-1);
        end
        if pp<0
            ksil=ksil_all(k);
        end
    end
end

```

```

                break
            end
        end
    end
    end
    ksi2_all=roots([rot90(b,2), 1-lamb_z]);
    for k=1:length(ksi2_all)
        if ksi2_all(k)<1 && ksi2_all(k)>0
            %перевірити знак похідної при цьому корені
            %обрахувати похідну від полінома
            pp=0;
            for l=1:L
                pp=pp+l*b(l)*ksi2_all(k)^(l-1);
            end
            if pp<0
                ksi2= ksi2_all(k);
                break
            end
        end
    end
    end
    UFlamb_pu=ksi1+ksi2;
    UFlamb=(ksi1+ksi2)*(max(x)-min(x));
    s1=ksi1*(max(x)-min(x));
    s2=ksi2*(max(x)-min(x));
    xv=kv-sm;
    xL=xv-s1;
    xR=xv+s2;
end

```

Лістинг Ж.3

Скрипт функції exp2_func

```

function f=exp2_func(aa,x1,y1,N)
A1=aa(1);
A2=aa(2);
B1=aa(3);
B2=aa(4);
C=aa(5);
s=0;
for j=1:N
    s=s+(y1(j)-(A1*exp(-x1(j)/B1)+A2*exp(-x1(j)/B2)+C))^2;
end
f=s;
end

```

Лістинг Ж.4

Скрипт функції norm_r_inf

```

function fun_out=norm_r_inf(k,L,m,tau,mu_em)
% Ф-ія обраховує чебишевську норму невязки ||r||_inf
% Вхід: k - вектор шуканих коефіцієнтів полінома
%       L - степеь полінома

```



```

%      m - кількість точок, в яких визнач. ф-ія приналежності
%      tau - вектор вибірк. з-нь вимір величини, від 1 до m
%      mu_em - вектор вибірк. з-нь емпіричної ф-ії приналежності,
від 1 до m
% Вихід: чебишевська норма невязки ||r||inf
    f=zeros(m);
    r=zeros(m);
    for j=1:m
        f(j)=1;
        for l=1:L
            f(j)=f(j)+k(l)*tau(j)^l;
        end
        r(j)=f(j)-mu_em(j);
    end
    fun_out=norm(r,inf);
end

```

Лістинг Ж.5

Скрипт процедури lambda_exp для обчислення експериментального значення рівня довіри

```

%обрахунок функції приналежності для dW при конкретних значеннях
струму
Iabc_e=[0.746 0.186 0.217]; %експ значення струмів
dWe = -7.1; %експ значення відносного відхилення
for j=1:LAMBDA %по рівням довіри
    [dWLe(j) dWve dWRe(j)]=f_dW(Iabc_e, j, L, R, V);
end
%апроксимація лівої гілки - поліном 3го порядку
a0=[1 1 1 1]; %початкове значення коеф
LdW=lsqcurvefit(@f_dWmu3,a0,dWLe,lamb,-1000,1000,options,dWve);
LdW(4)=1-LdW(1)*dWve^3-LdW(2)*dWve^2-LdW(3)*dWve;
%апроксимація правої гілки - поліном 1го порядку
a0=[1 1]; %початкове значення коеф
RdW=lsqcurvefit(@f_dWmu1,a0,dWRe,lamb,-1000,1000,options,dWve);
RdW(2)=1-RdW(1)*dWve;
%обчислити експериментальний рівень довіри для заданого dWe
if dWe<=dWve
    lambda_e=LdW(1)*dWe^3+LdW(2)*dWe^2+LdW(3)*dWe+LdW(4);
else
    lambda_e=RdW(1)*dWe+RdW(2);
end

```

Лістинг Ж.6

Скрипт функції f_dW

```

function [dWL dWv dWR]=f_dW(Iabc, num_lambda, L, R, V)
%Функція обчислює ліву та праву межі, а також найб. близьке
%значення нечіткої функції, що характеризує невизначеність
% вимірювання електроенергії трифазним вузлом обліку
%Входи:      Iabc=[Ia Ib Ic] - струми фаз А, В, С

```

```

%          num_lambda - індекс рівня довіри
%   коефіцієнти апроксимації меж нечітких функцій для кожного з
каналів:
%   ліва межа      L(фаза, індекс рівня довіри, номер індекса)
%   права межа     R(фаза, індекс рівня довіри, номер індекса)
%   найб близьке  V(фаза, номер індекса)
%   номер індекса коефіцієнта: 1-A1; 2-A2; 3-B1; 4-B2; 5-C
%Виходи:  dWL - значення лівої межі нечіткої функції
%   dWv - значення найбільш близького значення нечіткої функції
%   dWR - значення правої межі нечіткої функції
sL=0; sR=0; sv=0;
for dzeta=1:3 %по фазам
    sL=sL+Iabc(dzeta)*(L(dzeta,num_lambda,1)*exp(-
Iabc(dzeta)/L(dzeta,num_lambda,3))+L(dzeta,num_lambda,2)*exp(-
Iabc(dzeta)/L(dzeta,num_lambda,4))+L(dzeta,num_lambda,5));
    sR=sR+Iabc(dzeta)*(R(dzeta,num_lambda,1)*exp(-
Iabc(dzeta)/R(dzeta,num_lambda,3))+R(dzeta,num_lambda,2)*exp(-
Iabc(dzeta)/R(dzeta,num_lambda,4))+R(dzeta,num_lambda,5));
    sv=sv+Iabc(dzeta)*(V(dzeta,1)*exp(-
Iabc(dzeta)/V(dzeta,3))+V(dzeta,2)*exp(-
Iabc(dzeta)/V(dzeta,4))+V(dzeta,5));
end
dWL=sL/(Iabc(1)+Iabc(2)+Iabc(3));
dWv=sv/(Iabc(1)+Iabc(2)+Iabc(3));
dWR=sR/(Iabc(1)+Iabc(2)+Iabc(3));

```

Лістинг Ж.7

Скрипт функції f_dWmu1

```

function F1=f_dWmu1(a, x, dWv_e)
    F1=a(1)*(x-dWv_e)+1;
end

```

Лістинг Ж.8

Скрипт функції f_dWmu2

```

function F2=f_dWmu2(a, x, dWv_e)
    F2=a(1)*(x.^2-dWv_e.^2)+a(2)*(x-dWv_e)+1;
end

```

Лістинг Ж.9

Скрипт функції f_dWmu3

```

function F3=f_dWmu3(a, x, dWv_e)
    F3=a(1)*(x.^3-dWv_e.^3)+a(2)*(x.^2-dWv_e.^2)+a(3)*(x-dWv_e)+1;
end

```

ДОДАТОК 3

Результати обрахування параметрів нечітких функцій для вимірювальних каналів вузла обліку

Таблиця 3.1
Результати розрахунку оцінок коефіцієнтів регресії для лівої та правої меж нечіткої функції для вимірювального каналу фази А, вимірювальні трансформатори струму 600/5 класу точності 0,5 S

№ інтервалу	1	2	3	4	5	6	7
Межі струму, %	[0; 0,2]	[0,2; 0,5]	[0,5; 0,8]	[0,8; 1,1]	[1,1; 1,4]	[1,4; 1,7]	[1,7; 2,0]
Емпіричні вибірки	$I_{ps}, \%$	0,074	0,529	0,809	1,117	1,475	1,705
	$\delta W, \%$	-100	3,35	0,12	-0,07	-2,25	0,69#
		0,075	0,602	0,889	1,144	1,503	1,852
		-100	1,82	1,49	-1,94	-1,37	0,57#
		0,118	0,260	0,673	0,909	1,206	1,875
		-100	4,75	-1,70	-0,73	-2,08	1,81#
		0,146	0,267	0,733	0,967	1,123	1,874
		-100	-12,30	21,11	0,84	-1,88	-0,70#
		0,147	0,294	0,522	0,984	1,146	1,780
		-100	-0,37	3,92	-1,51	0,50	0,41
	-29,25	0,386	0,592	1,019	1,262	1,480	
		-2,74	-2,90	-0,18	1,60	-3,22	1,790
		0,460	0,662	0,884	1,332	1,530	1,800
		-0,77	5,03	1,03	1,21	-3,81	-1,28
		0,383	0,737	0,967	1,366	1,590	1,820
		3,50	-2,20	-2,22	-0,11	-4,01	2,12
		0,456	0,623	0,971	1,130	1,650	1,85
		-4,91	-1,28	0,84	-2,99	0,26	-2,4
		-5,58	0,765	2,62	1,198	1,642	1,84
			-0,72		-1,92	4,20	-0,65
			0,608	1,97			
Середнє значення струму, %	0,1245	0,3197	0,6405	0,9258	1,2024	1,5709	1,8166
Межі нечітких інтервалів $[\delta W_{Ld}; \delta W_{\%d}]$ при рівні довіри λ	0,8	[-4,5603; -0,1367]	[-1,9644; -0,1917]	[0,1346; 0,9582]	[-2,1500; -1,4564]	[-2,7763; -0,7066]	[-1,0050; -0,1576]
	0,2	[-15,9312; 1,7631]	[-2,7578; 4,3333]	[-1,9817; 1,3127]	[-2,7800; -0,0054]	[-4,3551; 3,9237]	[-1,9198; 1,4697]
Оцінки коефіцієнтів регресії для граничних функцій при рівні довіри	0,8		$\{L_{d1}\} = \{-840,6864;$	$1,5840; 0,0582;$	$2,2397;$	$-2,4787\}$	
	0,2		$\{R_{d1}\} = \{-6,6083 \cdot 10^3;$	$7,6056; 0,0297;$	$15,8200;$	$-7,3660\}$	
			$\{L_{d13}\} = \{-334,5974;$	$8,0882; 0,1053;$	$0,3424;$	$-3,0251\}$	
			$\{R_{d13}\} = \{-2,3137 \cdot 10^3;$	$55,7071; 0,0400;$	$86,2089;$	$-52,7533\}$	

Таблиця 3.3

Результати розрахунку оцінок коефіцієнтів регресії для лівої та правої меж нечіткої функції для вимірювального каналу фази С, вимірювальні трансформатори струму 600/5 класу точності 0,5 S

№ інтервалу	1	2	3	4	5	6	7	
Межі струму, %	[0; 0,2]	[0,2; 0,5]	[0,5; 0,8]	[0,8; 1,1]	[1,1; 1,4]	[1,4; 1,7]	[1,7; 2,0]	
Емпіричні вибірки	$I^*, \%$	$\delta W, \%$	$I^*, \%$	$\delta W, \%$	$I^*, \%$	$\delta W, \%$	$I^*, \%$	$\delta W, \%$
	0,065	-100	0,62	4,25	1,27	2,27	1,732	1,79
	0,082	-100	0,58	-2,8	1,209	-1,87	1,428	0,67
	0,128	-100	0,756	-3,09	1,112	-0,31	1,498	2,14
	0,169	-100	0,869	5,26	1,306	-2,78	1,597	-0,87
	0,180	-100	0,436	10,87	1,25	-0,51	1,689	-2,78
	0,198	-53,8	0,689	12,35	1,198	2,70	1,439	3,87
			0,728	-0,12	1,328	1,21	1,481	-2,89
			0,59	-3,86	1,289	0,21	1,62	-2,14
			0,613	-2,11	1,187	-1,19	1,631	0,36
		0,781	-0,89	1,189	-0,92	1,589	0,15	
		0,65	2,36					
Середнє значення струму, %	0,1370	0,3197	0,6647	0,9513	1,2338	1,5480	1,8080	
Межі нечітких інтервалів $[\delta W_{LC}; \delta W_{RC}]$ при рівні довіри λ	0,8	[0,2513; 5,6294]	[-3,2440; 0,5564]	[-0,7200; 0,1414]	[-1,0367; 0,0745]	[-3,0900; -1,7031]	[-0,0841; 0,5714]	
	0,2	[-10,6649; 10,8476]	[-3,7060; 11,4955]	[-1,2900; 2,1555]	[-2,6168; 1,8279]	[-3,6900; 1,8577]	[-3,6900; 1,8577]	
Оцінки коефіцієнтів регресії для граничних функцій при рівні довіри	0,8	$\{L_{CI}\} = \{-3,9244 \cdot 10^4;$ $\{R_{CI}\} = \{-4,9112 \cdot 10^4;$	$-2,0830 \cdot 10^3;$ $-389,9784;$	$0,0229;$ $0,0221;$	$6,7577 \cdot 10^4;$ $-2,9240 \cdot 10^4;$	$2,0816 \cdot 10^3;$ $390,8731;$		
	0,2	$\{L_{CI3}\} = \{-627,8786;$ $\{R_{CI3}\} = \{-6,0216 \cdot 10^4;$	$-3,0937 \cdot 10^7;$ $-229,4236;$	$0,0735;$ $0,0216;$	$2,9629 \cdot 10^8;$ $-2,4861 \cdot 10^4;$	$3,0937 \cdot 10^7;$ $234,3615;$		

ДОДАТОК И

Програмне забезпечення EMRL для оцінювання недообліку електроенергії в режимі зниженого навантаження

```

1  <?xml version="1.0" encoding="windows-1251"?>
2  <!--Файл з характеристиками вузла обліку електроенергії
3  для програми EMRL.
4  Розробила: асп. Василюк К.С.-->
5  <emrl>
6      <OBIS_96.1.0>10011625</OBIS_96.1.0> <!--номер лічильника-->
7      <OBIS_96.1.1>NIK2307 ART T.1600.M2.21</OBIS_96.1.1> <!--тип лічильника-->
8      <EM_ac_class>0.5 S</EM_ac_class> <!--клас точності лічильника-->
9      <CT_type>Т-0,66-600/5</CT_type> <!--тип трансформаторів струму-->
10     <CT_Ip_nom>600</CT_Ip_nom>
11     <CT_Is_nom>5</CT_Is_nom>
12     <CT_ac_class>0.5 S</CT_ac_class> <!--клас точності трансформаторів струму-->
13     <CT_mu>-1,369E-4</CT_mu> <!--параметри характеристики-->
14     <CT_beta>9,932E-1</CT_beta>
15
16     <lambda>
17         <max>0,8</max>
18         <min>0,2</min>
19         <del>0,05</del>
20     </lambda>
21
22     <L>
23         <fasa_1>
24             <j_1>
25                 <K_1>-840,686367</K_1>
26                 <K_2>1,584031</K_2>
27                 <K_3>0,058207</K_3>
28                 <K_4>2,239684</K_4>
29                 <K_5>-2,478683</K_5>
30             </j_1>
31             <j_2>
32                 <K_1>-652,950223</K_1>

```

Рис. И.1. Фрагмент файлу «metering unit 1.xml», що містить значення параметрів метрологічних характеристик вузла обліку електроенергії в режимі зниженого навантаження

```

Form1.vb    data30_46.xml  Form1.vb [Конструктор]    metering unit 1.xml
1  <?xml version="1.0" encoding="utf-8"?>
2  <!--Файл даних відповідно до дослідів №30-46
3  для програми EMRL
4  Розробила: асп. Василюк К.С.-->
5  <emr1>
6      <N_d>17</N_d>
7      <d1>
8          <t1>09/21/2020 11:52:31</t1> <!--MM/DD/YYYY hh:mm:ss-->
9          <W1>3,437</W1> <!--кВт*год-->
10         <t2>09/21/2020 15:40:50</t2>
11         <W2>3,466</W2>
12         <Isa>0,010</Isa> <!--у вторинному колі ТА-->
13         <Isb>0,011</Isb>
14         <Isc>0,013</Isc>
15     </d1>
16     <d2>
17         <t1>09/22/2020 08:37:50</t1>
18         <W1>3,466</W1>
19         <t2>09/22/2020 12:05:20</t2>
20         <W2>3,495</W2>
21         <Isa>0,014</Isa>
22         <Isb>0,010</Isb>
23         <Isc>0,010</Isc>
24     </d2>
25     <d3>
26         <t1>09/22/2020 12:06:32</t1>
27         <W1>3,495</W1>
28         <t2>09/22/2020 15:45:10</t2>
29         <W2>3,528</W2>
30         <Isa>0,015</Isa>
31         <Isb>0,014</Isb>
32         <Isc>0,010</Isc>

```

Рис. И.2. Фрагмент файлу «data30_46.xml» зі значеннями робочих параметрів вузла обліку під час режиму зниженого навантаження

Частина коду програми EMRL з оголошенням змінних

```

Public Class Form1
    Public file_name As String 'ім'я файла характеристик
    Public file_name_curr As String 'ім'я файла струмів
    Public CT_Ip_nom As Integer 'ном. первин струм тр-ра струму
    Public CT_Is_nom As Integer 'ном. вторин струм тр-ра струму
    Public CT_mu As Double 'характеристики трансформаторів
    Public CT_beta As Double
        'для збереження режимних точок
    Public N_d As Integer 'загальна кількість точок
    Public t_1 As DateTime() 'дата і час початку
    Public t_2 As DateTime() 'дата і час кінця
    Public dt As TimeSpan() 'тривалість зниженого навантаження
    Public W_1 As Double() 'покази початку, кВт*год
    Public W_2 As Double() 'покази кінця, кВт*год
    Public sub_W As Double() 'спожито, кВт*год, за пок. лічильника
    Public W_left As Double() 'ліві границі реал спож, кВт*год
    Public W_right As Double() 'праві границі реал спож, кВт*год
    Public W_ned As Double() 'найбільш можл недооблік, кВт*год
    Public Ia As Double(,) 'масив струму фази А
    Public Ib As Double(,) '(стовпчик 1 - Isa, А;
    Public Ic As Double(,) ' стовпчик 2 - Ip*, %)
    Public L(3, 15, 5) As Double 'матриці коефіцієнтів
    Public R(3, 15, 5) As Double
    Public V(3, 5) As Double
    Public lambda_max As Double, lambda_min As Double
    Public lambda_del As Double
    Public N_lambda As Integer, lambda() As Double
    Public lambda_exper As Double = 0.54

```

Підпрограма, що виконується при натисканні кнопки

«Характеристики вузла обліку...»

```

Private Sub ВідкритиФайлToolStripMenuItem_Click(sender As
Object, e As EventArgs) Handles
ВідкритиФайлToolStripMenuItem.Click
    'завантаження параметрів вузла обліку з файла
    On Error GoTo LErr
    Dim fasa As Integer, j As Integer, k As Integer
    Dim s As String
    Dim open_wind As New OpenFileDialog With {
        .InitialDirectory = "d:\ASP_KS\EMRL\",
        .DefaultExt = ".xml",
        .Filter = "Дані (*.xml)|*.xml"

```



```

    }
    If open_wind.ShowDialog() = DialogResult.Cancel Then Exit Sub
    file_name = CStr(open_wind.FileName)
    Dim dxml As New System.Xml.XPath.XPathDocument(file_name)
    Dim nvg As Xml.XPath.XPathNavigator = dxml.CreateNavigator
    lbl_EM_num.Text =
CStr(nvg.SelectSingleNode("emrl/OBIS_96.1.0").Value)
    lbl_EM_type.Text =
CStr(nvg.SelectSingleNode("emrl/OBIS_96.1.1").Value)
    lbl_EM_ac_class.Text =
CStr(nvg.SelectSingleNode("emrl/EM_ac_class").Value)
    lbl_CT_type.Text =
CStr(nvg.SelectSingleNode("emrl/CT_type").Value)
    lbl_CT_ac_class.Text =
CStr(nvg.SelectSingleNode("emrl/CT_ac_class").Value)
    CT_Ip_nom = CInt(nvg.SelectSingleNode("emrl/CT_Ip_nom").Value)
    CT_Is_nom = CInt(nvg.SelectSingleNode("emrl/CT_Is_nom").Value)
    CT_mu = CDbL(nvg.SelectSingleNode("emrl/CT_mu").Value)
    CT_beta = CDbL(nvg.SelectSingleNode("emrl/CT_beta").Value)
    lambda_max = CSng(nvg.SelectSingleNode("emrl/lambda/max").Value)
    lambda_min = CSng(nvg.SelectSingleNode("emrl/lambda/min").Value)
    lambda_del = CSng(nvg.SelectSingleNode("emrl/lambda/del").Value)
    N_lambda = Math.Floor((lambda_max - lambda_min) / lambda_del + 1)
    ReDim lambda(N_lambda)
    For j = 1 To N_lambda
        lambda(j) = lambda_max - lambda_del * (j - 1)
    Next
    lambda(0) = 1
    For fasa = 1 To 3 'читання L
        For j = 1 To N_lambda
            For k = 1 To 5
                s = "emrl/L/fasa_" & fasa & "/j_" & j & "/K_" & k
                L(fasa, j, k) = CSng(nvg.SelectSingleNode(s).Value)
            Next k
        Next j
    Next fasa
    For fasa = 1 To 3 'читання R
        For j = 1 To N_lambda
            For k = 1 To 5
                s = "emrl/R/fasa_" & fasa & "/j_" & j & "/K_" & k
                R(fasa, j, k) = CSng(nvg.SelectSingleNode(s).Value)
            Next k
        Next j
    Next fasa
    For fasa = 1 To 3 'читання V
        For k = 1 To 5
            s = "emrl/V/fasa_" & fasa & "/K_" & k
            V(fasa, k) = CSng(nvg.SelectSingleNode(s).Value)
        Next k
    Next fasa
    table.Rows.Clear()

```

```

        Me.ToolStripStatusLabel1.Text = "Параметри вузла обліку: "
& file_name
        Exit Sub
LErr: MsgBox("Помилка №" & Err.Number & " " & Err.Description)
        End Sub

```

Лістинг И.3

Підпрограма, що виконується при натисканні кнопки

«Покази лічильника...»

```

Private Sub ВеличиниСтрумівToolStripMenuItem_Click(sender As
Object, e As EventArgs) Handles
ВеличиниСтрумівToolStripMenuItem.Click
    On Error GoTo LErr
    Dim dateFromString1 As DateTime, dateFromString2 As DateTime
    Dim s As String 'MM/DD/YYYY hh:mm:ss
    Dim i As Integer
    Dim dWLR As Double() '(1)=dWL, (2)=dWv, (3)=dWR
    Dim I_e As Double()
    ReDim I_e(3)
    Dim open_wind As New OpenFileDialog With {
        .InitialDirectory = "d:\ASP_KS\EMRL\",
        .DefaultExt = ".xml",
        .Filter = "Дані (*.xml)|*.xml"
    }
    If open_wind.ShowDialog() = DialogResult.Cancel Then Exit Sub
    file_name_curr = CStr(open_wind.FileName)
    Dim dxml As New System.Xml.XPath.XPathDocument(file_name_curr)
    Dim nvg As Xml.XPath.XPathNavigator = dxml.CreateNavigator
    N_d = CInt(nvg.SelectSingleNode("emrl/N_d").Value) 'загальна
кількість вимірювань
    'задавання розмірів масивів для збер. результатів вимірювань
    ReDim t_1(N_d) 'дата і час початку
    ReDim t_2(N_d) 'дата і час кінця
    ReDim dt(N_d) 'тривалість зниженого навантаження
    ReDim W_1(N_d) 'покази початку, кВт*год
    ReDim W_2(N_d) 'покази кінця, кВт*год
    ReDim sub_W(N_d) 'спожито, кВт*год, за показами лічильника
    ReDim W_left(N_d) 'ліві границі реал споживання, кВт*год
    ReDim W_right(N_d) 'праві границі реал споживання, кВт*год
    ReDim W_ned(N_d) 'найбільш можливий недооблік, кВт*год
    ReDim Ia(N_d, 2)
    ReDim Ib(N_d, 2)
    ReDim Ic(N_d, 2)
    For i = 1 To N_d
        s = CStr(nvg.SelectSingleNode("emrl/d" & i & "/t1").Value)
        dateFromString1 = DateTime.Parse(s,
System.Globalization.CultureInfo.InvariantCulture)
        t_1(i) = dateFromString1.ToString("G")

```

```

s = CStr(nvg.SelectSingleNode("emrl/d" & i & "/t2").Value)
dateFromString2 = DateTime.Parse(s,
System.Globalization.CultureInfo.InvariantCulture)
t_2(i) = dateFromString2.ToString("G")
dt(i) = dateFromString2 - dateFromString1
W_1(i) = CDb1(nvg.SelectSingleNode("emrl/d" & i & "/W1").Value)
W_2(i) = CDb1(nvg.SelectSingleNode("emrl/d" & i & "/W2").Value)
sub_W(i) = (W_2(i) - W_1(i)) * CT_Ip_nom / CT_Is_nom
Ia(i, 1) = CDb1(nvg.SelectSingleNode("emrl/d" & i & "/Isa").Value)
Ib(i, 1) = CDb1(nvg.SelectSingleNode("emrl/d" & i & "/Isb").Value)
Ic(i, 1) = CDb1(nvg.SelectSingleNode("emrl/d" & i & "/Isc").Value)
Ia(i, 2) = 1 / CT_beta * (Ia(i, 1) / CT_Is_nom - CT_mu) * 100
Ib(i, 2) = 1 / CT_beta * (Ib(i, 1) / CT_Is_nom - CT_mu) * 100
Ic(i, 2) = 1 / CT_beta * (Ic(i, 1) / CT_Is_nom - CT_mu) * 100
I_e(1) = Ia(i, 2)
I_e(2) = Ib(i, 2)
I_e(3) = Ic(i, 2)
dWLR = Eb(I_e, CDb1(txt_lambda.Text)) 'одержали межі відхилень
W_left(i) = sub_W(i) / (dWLR(3) / 100 + 1)
W_right(i) = sub_W(i) / (dWLR(1) / 100 + 1)
W_ned(i) = W_right(i) - sub_W(i)
Next i
table.Rows.Clear() 'очитити таблицю для нового введення
For i = 1 To N_d 'заново вивести дані в таблицю
table.Rows.Add(t_1(i), W_1(i), t_2(i), W_2(i), dt(i).ToString,
sub_W(i), W_right(i), W_ned(i))
Next i
Me.ToolStripStatusLabel1.Text =
Me.ToolStripStatusLabel1.Text & " Покази лічильника: " &
file_name_curr
Exit Sub
LErr: MsgBox("Помилка №" & Err.Number & " " & Err.Description)
End Sub

```

Лістинг И.4

Функція Eb для обчислення меж нечіткого інтервалу, який характеризує
навизначеність вимірювання вузлом обліку, для заданого довільного рівня
довіри

```

Public Function Eb(ByVal I_e As Double(), lamb_e As Double) As
Double()
'обчислення меж невизначеності для конкретних струмів Ie
та для заданого рівня довіри lamb_e
'Вихід: (1)=dWL, (2)=dWv, (3)=dWR
Dim dWL(N_lambda) As Double, dWR(N_lambda) As Double, dWv
As Double 'масиви для експ точок лівої та правої гілок
Dim dW_temp As Double()
Dim dWLR As Double()

```

```

ReDim dWLR(3)
Dim m1 As Integer, m2 As Integer 'номери точок довкола
'обчислення меж для кожного рівня довіри
For j As Integer = 1 To N_lambda
    dW_temp = F_dW(I_e, j)
    dWL(j) = dW_temp(1)
    dWv = dW_temp(2)
    dWR(j) = dW_temp(3)
Next j
dWL(0) = dWv
dWR(0) = dWv
'пошук найбільш близьких точок до lamb_e (для лівої гілки)
For j As Integer = 0 To N_lambda - 1
    If (lambda(j) > lamb_e And lambda(j + 1) < lamb_e) Or
(lambda(j) < lamb_e And lambda(j + 1) > lamb_e) Then
        m1 = j
        m2 = j + 1
        Exit For
    End If
Next j
'L (лінійна інтерполяція по двом найближчим точкам)
dWLR(1) = (lamb_e - lambda(m1)) / (lambda(m2) -
lambda(m1)) * (dWL(m2) - dWL(m1)) + dWL(m1)
'v
dWLR(2) = dWv
'R (лінійна інтерполяція по двом найближчим точкам)
dWLR(3) = (lamb_e - lambda(m1)) / (lambda(m2) -
lambda(m1)) * (dWR(m2) - dWR(m1)) + dWR(m1)
Return dWLR
End Function

```

Лістинг И.5

Функція F_dW для обчислення меж нечіткого інтервалу, який характеризує невизначеність вимірювання електроенергії, для рівня довіри, за якого були визначені метрологічні характеристики вузла обліку

```

Public Function F_dW(ByRef Iabc() As Double, ByRef num_lambda
As Integer) As Double()
    'Функція обчислює ліву та праву межі, а також найб.
близьке значення нечіткої функції, що характеризує невизначеність
вимірювання електроенергії трифазним вузлом обліку
'Входи: Iabc =(Ia, Ib, Ic) - струми фаз А, В, С
'
num_lambda - індекс рівня довіри
'Вихід: f_dW(1) = dWL -значення лівої межі нечіткої функції
' f_dW(2) = dWv - значення найб близького зн. нечіткої функції
' f_dW(3) = dWR - значення правої межі нечіткої функції
Dim sL As Double = 0, sR As Double = 0, sv As Double = 0
Dim dzeta As Integer

```

```

Dim dW As Double()
ReDim dW(3)
For dzeta = 1 To 3 'по фазам
    sL = sL + Iabc(dzeta) * (L(dzeta, num_lambda, 1) *
Math.Exp(-Iabc(dzeta) / L(dzeta, num_lambda, 3)) + L(dzeta,
num_lambda, 2) * Math.Exp(-Iabc(dzeta) / L(dzeta, num_lambda, 4))
+ L(dzeta, num_lambda, 5))
    sR = sR + Iabc(dzeta) * (R(dzeta, num_lambda, 1) *
Math.Exp(-Iabc(dzeta) / R(dzeta, num_lambda, 3)) + R(dzeta,
num_lambda, 2) * Math.Exp(-Iabc(dzeta) / R(dzeta, num_lambda, 4))
+ R(dzeta, num_lambda, 5))
    sv = sv + Iabc(dzeta) * (V(dzeta, 1) * Math.Exp(-
Iabc(dzeta) / V(dzeta, 3)) + V(dzeta, 2) * Math.Exp(-Iabc(dzeta) /
V(dzeta, 4)) + V(dzeta, 5))
Next
dW(1) = sL / (Iabc(1) + Iabc(2) + Iabc(3))
dW(2) = sv / (Iabc(1) + Iabc(2) + Iabc(3))
dW(3) = sR / (Iabc(1) + Iabc(2) + Iabc(3))
Return dW
End Function
End Class

```

ДОДАТОК К

Список публікацій здобувача за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації

Основні положення дисертації опубліковані у 17 друкованих працях, з них 3 – у фахових виданнях України (з яких 2 наукові праці – у періодичних наукових виданнях, проіндексованих у базі даних Scopus), 14 – матеріали і тези доповідей на конференціях.

Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації

Статті у фахових періодичних наукових виданнях, проіндексованих у базі даних Scopus:

1. Vasylets K., Kvasnikov V., Vasylets S. Refinement of the mathematical model of electrical energy measurement uncertainty in reduced load mode. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2022. Vol. 4 (8 (118)). Pp. 6–16. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2022.262260> (Scopus, Author ID 57203679415, ORCID: 0000-0002-7590-0754).

2. Vasylets K., Kvasnikov V., Vasylets S. Determining the static characteristic of a measuring current transformer at a reduced load of the metering unit. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2022. Vol. 5 (8 (119)). Pp. 13–20. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2022.265068> (Scopus, Author ID 57203679415, ORCID: 0000-0002-7590-0754).

Статті у фахових виданнях України:

3. Василюк К. С. Оцінювання точності вимірювання електричної енергії вузлом комерційного обліку. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2021. № 5 (158). С. 79–84. DOI: <https://doi.org/10.31649/1997-9266-2021-158-5-79-84>.

Опубліковані праці апробаційного характеру:

4. Василюк К. С., Квасніков В. П. Дослідження точності обліку електроенергії в області низьких навантажень. «ТАК»: телекомунікації, автоматика, комп'ютерно-інтегровані технології: зб. доповідей Всеукр. наук.-практ. конф. молодих вчених, 25-26 листопада 2020 р. ДВНЗ «ДонНТУ; відп. ред. Г.В. Ступак. Покровськ: ДВНЗ «ДонНТУ», 2020. С. 148–150. URL: https://tak.donntu.edu.ua/wp-content/uploads/2021/01/ЗБІРНИК_ТАК_2020.pdf.

5. Василюк К. С., Квасніков В. П. Експериментальне дослідження функціонування лічильника електроенергії трансформаторного включення в режимі зниженого навантаження. *Збірник праць XVI Всеукраїнської науково-практичної конференції студентів, аспірантів та молодих вчених “Ефективність та автоматизація інженерних рішень у приладобудуванні”*, 08-09 грудня 2020 р. К.: КПІ ім. І. Сікорського. 2020. С. 392–395. URL: https://pbf.kpi.ua/ua/wp-content/uploads/2021/03/inzh_rishenia_2020.pdf.

6. Vasylets K., Kvasnikov V. Estimation of electrical energy measurement uncertainty in reduced load mode. *Прикладні науково-технічні дослідження: матеріали V міжнар. наук.-практ. конф.*, 5-7 квіт. 2021 р. Академія технічних наук України. Івано-Франківськ: Видавець Кушнір Г. М., 2021. С. 200–201. URL: https://ukrtsa.org.ua/wp-content/uploads/2022/02/ConferenceATSU_2021.pdf.

7. Vasylets K. S. Uncertainty of electricity measurement over single channel of the metering unit under reduced load. *POLIT. Challenges of science today*, 5–9 April 2021. P. 72–73. URL: <http://aki.nau.edu.ua/wp-content/uploads/Збірник-тез-2021.pdf>.

8. Василюк К. С., Квасніков В. П. Оцінювання невизначеності відхилення показів лічильників трансформаторного та прямого включення в режимі зниженого навантаження. *Інтегровані інтелектуальні робототехнічні комплекси (ІРТК-2021): Чотирнадцята міжнародна науково-практична конференція 18-19 травня 2021 р., Київ, Україна*. К.: НАУ, 2021. С. 69–71.

9. Васи́лець К. С., Квасніков В. П. Невизначеності вимірювання активної енергії в режимі зниженого навантаження. *Проблеми та перспективи розвитку сучасної науки*: збірник тез доповідей Міжнародної науково-практичної конференції молодих науковців, аспірантів і здобувачів вищої освіти, м. Рівне, 13-14 травня 2021 року. Рівне: НУВГП, 2021. С. 10–11. URL: <http://ep3.nuwm.edu.ua/21556/>.

10. Васи́лець К. С. Оцінювання недообліку електроенергії вузлом комерційного обліку при зниженому навантаженні. *Автоматизація, контроль та управління: пошук ідей та рішень (АКУ-2021)*: Збірник тез VII Всеукраїнської науково-технічної конференції молодих учених, аспірантів та студентів в м. Покровську 27 травня 2021 р. Покровськ, ДонНТУ, 2021. С. 15–18. URL: <https://donntu.edu.ua/wp-content/uploads/2021/06/%D0%90%D0%9A%D0%A3-2021.pdf>.

11. Kvasnikov V., Vasylets K. Operation of the transformer connected electricity meter in reduced load mode. *Scientific Collection «InterConf», (56)*: with the Proceedings of the 2nd International Scientific and Practical Conference «Science, Education, Innovation: Topical Issues and Modern Aspects» (May 11–12, 2021). Tallinn, Estonia: Ühingu Teadus juhatus, 2021. Pp. 300–303. URL: <https://archive.interconf.center/index.php/conference-proceeding/issue/view/11-12.05.2021>.

12. Васи́лець К. С. Оцінювання точності вимірювання електричної енергії вузлом комерційного обліку. *Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2021)*: тези доповіді V Міжнародної науково-технічної конференції 19.10.2021 – 21.10.2021 Вінниця, ВНТУ. С. 29–30. URL: https://conferences.vntu.edu.ua/public/files/okeu/okeu2021_publ.pdf.

13. Васи́лець К. С. Метод оцінювання невизначеності вимірювання електроенергії вузлом комерційного обліку. *Моделювання, керування та інформаційні технології*: матеріали V Міжнародної науково-практичної конференції. [Електронні видання]. Рівне: Національний університет водного

господарства та природокористування, 2021. С. 114–116. DOI: <https://doi.org/10.31713/MCIT.2021.36>.

14. Василець К. С. Оцінювання невизначеність вимірювання електроенергії при зниженому навантаженні нечіткими інтервалами. Збірка наукових праць X Наукової конференції «Наукові підсумки 2021 року», 29 грудня 2021 р., м. Харків. С. 24. URL: https://entc.com.ua/download/Збірка_наукових_праць_Наукові_підсумки_2021.pdf.

15. Василець К. С., Квасніков В. П. Обґрунтування показника для оцінювання точності обліку електроенергії в режимі зниженого навантаження. Інтегровані інтелектуальні робототехнічні комплекси (ІРТК-2022). П'ятнадцята міжнародна науково-практична конференція 17-18 травня 2022 р., Київ, Україна. К.: НАУ, 2022. С. 63–65.

16. Vasylets K. S. Mathematical modeling of influence of electricity metering unit phase loads on measurement uncertainty. Proceedings The Tenth World Congress "Aviation in the XXI-st century". Safety in Aviation And Space Technologies, September 28–30, 2022. Pp. 1.5.8–1.5.11. URL: <https://conference.nau.edu.ua/index.php/Congress/Congress2022/schedConf/presentations>.

17. Vasylets K., Vasylets S., Kylymchuk A. Research on accuracy of electrical energy measurement in microgrid for mine dewatering. *Technology transfer: fundamental principles and innovative technical solutions*. 2022. P. 24–26. DOI: <https://doi.org/10.21303/2585-6847.2022.002696>.

Апробація результатів дисертації

Основні положення дисертаційної роботи доповідалися, обговорювалися та отримали схвалення на наступних наукових конференціях:

– Всеукраїнська науково-практична конференція молодих учених «ТАК: Телекомунікації, Автоматика, Комп'ютерно-інтегровані технології» (Покровськ, 2020 р.);

- XVI Всеукраїнська науково-практична конференція студентів, аспірантів та молодих вчених “Ефективність та автоматизація інженерних рішень у приладобудуванні” (Київ, 2020 р.);
- V Міжнародна науково-практична конференція «Прикладні науково-технічні дослідження» (Івано-Франківськ, 2021 р.);
- XXI Міжнародна науково-практична конференція здобувачів вищої освіти і молодих учених «Політ. Сучасні проблеми науки» (Київ, 2021 р.);
- XIV, XV Міжнародні науково-практичні конференції «Інтегровані інтелектуальні робототехнічні комплекси» (Київ, 2021 р., 2022 р.);
- Міжнародна науково-практична конференція молодих науковців, аспірантів і здобувачів вищої освіти «Проблеми та перспективи розвитку сучасної науки» (Рівне, 2021 р.);
- VII Всеукраїнська науково-технічна конференція молодих учених, аспірантів та студентів «Автоматизація, контроль та управління: пошук ідей та рішень» (Покровськ, 2021 р.);
- The 2nd International Scientific and Practical Conference «Science, Education, Innovation: Topical Issues and Modern Aspects» (Tallinn, 2021);
- V Міжнародна науково-технічна конференція «Оптимальне керування електроустановками» (Вінниця, 2021 р.);
- V Міжнародна науково-практична конференція «Моделювання, керування та інформаційні технології» (Рівне, 2021);
- X Наукова конференція «Наукові підсумки 2021 року» (Харків, 2021 р.);
- The Tenth World Congress «Aviation in the XXI-st century. Safety in Aviation And Space Technologies» (Kyiv, 2022);
- The 6th Annual Conference «Technology transfer: fundamental principles and innovative technical solutions» (Tallinn, 2022).