

Вінницький національний технічний університет  
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова праця  
на правах рукопису

**ТОМАСHEВСЬКИЙ ЮРІЙ ВАСИЛЬОВИЧ**

УДК 621.316.1: 313.322

**ДИСЕРТАЦІЯ**

**МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ АНАЛІЗУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В  
РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ВИКОРИСТАННЯМ  
ПРИСТРОЇВ SMART METERING**

05.14.02 – електричні станції, мережі і системи  
Технічні науки

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук.

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

\_\_\_\_\_ Ю. В. Томашевський

Науковий керівник:

Кулик Володимир Володимирович  
доктор технічних наук, доцент

Вінниця – 2021

## АНОТАЦІЯ

*Томашевський Ю.В.* Методи та засоби аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах з використанням пристроїв Smart Metering. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.14.02 «Електричні станції, мережі і системи». – Вінницький національний технічний університет, Вінниця, 2021.

З багатьох розрахунково-аналітичних проблем об'єктивно вирізняється задача з розрахунку та аналізу технічних втрат електроенергії в електричних мережах та структурування їх у різних площинах. Адже це забезпечує підґрунтя для планування заходів щодо енергоефективності роботи енергопостачальних компаній. Важливим аспектом структурування втрат електроенергії є формування поелементної структури втрат електроенергії з прив'язкою до періоду часу експлуатації елементів мережі, а також аналіз з визначення локальних осередків з найбільшим впливом на сумарні втрати електроенергії. Оцінити економічно обґрунтований рівень комерційних втрат можливо лише визначивши їх із структури балансу електроенергії. Від зменшення комерційної складової залежить підвищення прибутку енергопостачальних компаній, тобто цей напрямок є досить актуальним і перспективним у плані розроблення і впровадження програмних засобів, зокрема, з використанням баз даних та інформаційних систем.

У розподільних електричних мережах основним джерелом вимірювань є автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Системи АСКОЕ покликані надавати надійну та своєчасну інформацію про облік електроенергії на підставі якої проводяться фінансові розрахунки між суб'єктами ринку. Однак на сьогодні застосування АСКОЕ у розподільних мережах є обмеженим, а наявна інформація не дає змоги забезпечити спостережність розподільних електричних мереж і, як наслідок, визначити складові втрат електроенергії у структурі балансу електроенергії з достатньою точністю.

Найбільш ефективним заходом щодо забезпечення спостережності розподільних електричних мереж є інтегрування до АСКОЕ інтелектуальних приладів обліку з можливістю зберігання і передавання даних на основі технології Smart Metering.

Виходячи з цього в роботі отримано нове вирішення актуальної науково-прикладної задачі підвищення достовірності результатів аналізу втрат електроенергії в розподільних мережах шляхом вдосконалення методів та засобів забезпечення спостережності мереж з використанням пристроїв Smart Metering та типових графіків навантаження.

Отримано такі нові результати:

1. Систематизовано та досліджено можливості підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering, агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та псевдовимірювань. Показано доцільність застосування результатів оцінки стану розподільних електричних мереж у інформаційних системах для аналізу енергоефективності електричних мереж.

2. Розроблено метод зворотного перетворення зафіксованих обсягів спожитої електроенергії у псевдовимірювання графіків електричних навантажень споживачів з використанням типових графіків навантаження (ТГН) та генерування відновлюваних джерел енергії, а також оцінки стану електричних мереж. Показано, що використання даних з систем обліку електроенергії для доповнення вектору стану електричних мереж інформацією про зміни потужності у неспостережних вузлах дає змогу підвищити адекватність моделювання режимів розподільних мереж 10(6) кВ та якість розроблення електроощадних заходів. Типові графіки генерування (ТГГ) відновлюваних джерел енергії, що отримані на основі типових наборів даних про метеорологічний рік, використовуються для визначення режимних параметрів і втрат електроенергії в електричних мережах. Для синхронізації даних та відновлення агрегованої у часі інформації про генерування відновлюваних джерел енергії в розподільних електричних мережах використовуються алгоритми оцінки стану. Перевагою

застосування оцінки стану є можливість поточного та перспективного аналізу енергоефективності розподільних електричних мереж зі значною часткою відновлюваних джерел енергії. Особливо це стосується фотовольтаїчних електричних станцій (ФЕС), оскільки вони мають складно-прогнозований графік генерування. Відновлення графіка генерування за даними типового метрологічного року дає змогу використовувати його в якості типового, нарівні із типовими графіками електроспоживання, а отже, розраховувати параметри окремих режимів розподільної електричної мережі протягом звітного періоду. Підхід передбачає використання функціональних залежностей параметрів режиму розподільних електричних мереж у комплексі з іншими засобами відновлення втрачених даних.

Показано, що недостатність вимірювань режимних параметрів розподільних електромереж з відновлюваними джерелами енергії можна компенсувати з допустимою точністю використовуючи інформацією з типових наборів даних та відомості про відпуск електроенергії з автоматизованими системами комерційного обліку електроенергії.

3. Використання пристроїв Smart Metering, агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та псевдовимірювань дозволяє виконувати розрахунки з адресного визначення втрат електроенергії та створює передумови для внесення їх у тариф для кінцевого споживача.

При розрахунку роздрібного тарифу на електроенергію враховують різні цінові показники, суму дотацій та обсяг закупівлі електроенергії на балансуєчому ринку, тощо. Крім того формула розрахунку роздрібних тарифів на постачання електроенергії містить елементи стимулювання постачання електроенергії населенню. Внаслідок політики уряду з надання універсальних пільг всім домогосподарствам у вигляді заниженої ціни тарифи на електроенергію становлять лише близько 30% середньозваженого роздрібного тарифу. Низький відсоток відшкодування витрат призводить до того, що компанії, які працюють в електроенергетичному секторі, несуть фінансові втрати. Така ситуація вимагає



прийняття рішення щодо адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифу для кінцевого споживача.

Виокремлення у структурі балансу електроенергії значення вартості розподілу для кожного об'єкта обліку можливе шляхом застосування типових графіків втрат (ТГВ) потужності сформованих на основі результатів оцінки стану мереж, матриці коефіцієнтів розподілу та середньоквадратичної похибки у величині змінних втрат.

Тому в роботі запропоновано метод формування типових графіків втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 10(6) кВ на основі результатів оцінки стану мереж та матриці коефіцієнтів розподілу втрат.

4. Використовуючи математичний апарат аналізу чутливості й багатокритеріального аналізу вдосконалено метод оптимізації розміщення та послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering у розподільних мережах 10(6) кВ. Показано, що використання методу сприяє зменшенню капіталовкладень та експлуатаційних видатків завдяки врахуванню технічних особливостей мереж, а також чутливості параметрів режиму мереж до місця встановлення засобів Smart Metering. Використання принципу мінімакса дає можливість отримати інформацію щодо поточної ефективності вимірювального середовища АСКОЕ, а саме зрештовувати фрагменти електричної мережі за сукупністю запропонованих критеріїв з урахуванням важливості кожного з них. Отже, отримане рішення є ефективним з огляду на розв'язання задач АСКОЕ і, разом з тим, максимально адаптоване до реалізації.

5. Розроблено алгоритм узгодження псевдовимірювань для підстанцій розподільних мереж, що забезпечують живлення абонентів з різнотипним споживанням та істотно відмінними максимальними потужностями, а також прийом електроенергії від розосереджених джерел енергії. Для цього запропоновано використовувати вагові коефіцієнти, що визначаються відношенням максимальних навантажень окремих споживачів до максимального навантаження споживача з найбільшою зафіксованою потужністю споживання (договірною потужністю). Показано, що застосування коефіцієнтів узгодження

сприяє підвищенню адекватності відтворення графіків сумарного споживання на основі ТГН.

6. Розроблено алгоритми формування псевдовимірювань ТГН та ТГГ, визначення типових графіків втрат потужності та визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering. Зазначені алгоритми можуть бути використані для підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering, а також для автоматизації процесу структурування втрат електроенергії в розподільних мережах.

Практичне значення роботи полягає в можливості використання розроблених методів та алгоритмів для пофідерного формування структури балансу електроенергії з урахуванням змін схеми та параметрів розподільних мереж протягом звітного періоду, а також для формування інформаційної інфраструктури яка дасть змогу підвищити адекватність моделювання режимів розподільних мереж 10(6) кВ та створить передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифів кінцевого споживача.

Розроблені в дисертації математичні моделі, алгоритми, програмні засоби, передані для експлуатації в АТ «Вінницяобленерго» та ТОВ «Енергоінвест». Деякі теоретичні та програмні розробки використовуються у навчальному процесі кафедри електричних станцій та систем ВНТУ під час викладення курсів «Математичні задачі електроенергетики», «Електроощадні режими й технології» і «АСУ електричних систем».

Підтвердженням впровадження результатів дисертаційної роботи є наявність відповідних актів.

*Ключові слова:* відновлювані джерела енергії, оцінка стану, спостережність, типовий набір даних про метеорологічний рік, втрати електроенергії, відновлені параметри, типовий графік навантаження, типовий графік втрат.

## ABSTRACT

*Tomashevsky Yu.V.* Methods and means of electricity losses analysis in electrical distribution networks using Smart Metering. - Qualifying Scientific Work as a Manuscript.

Thesis for PhD degree in technical sciences on the speciality 05.14.02 “Electric power stations, networks and systems”. – Vinnytsia National technical University. – Vinnytsia, 2021.

The task of calculating and analyzing technical losses of electricity in electrical networks and structuring them in different planes objectively differs from many calculation and analytical problems. After all, this provides a basis for planning measures for energy efficiency of energy supply companies. An important aspect of structuring electricity losses is the formation of element-by-element structure of electricity losses tied to the period of operation of network elements, as well as analysis to determine the local cells with the greatest impact on total electricity losses. It is possible to estimate the economically justified level of commercial losses only by determining them from the structure of the electricity balance. The increase in the commercial component depends on the increase in profits of energy supply companies, ie this area is quite relevant and promising in terms of development and implementation of software, in particular, using databases and information systems.

In the distribution electrical networks, the main source of measurements are automated systems of commercial electricity metering (ASCEM). ASCEM systems are designed to provide reliable and timely information on the accounting of electricity on the basis of which financial calculations are made between market participants. However, today the use of ASCEM in distribution networks is limited, and the available information does not allow to ensure the observation of distribution electricity networks and, as a consequence, to determine the components of electricity losses in the structure of the electricity balance with sufficient accuracy.

The most effective measure to ensure the monitoring of electrical distribution networks is the integration into ASCEM of smart meters with the ability to store and transmit data based on Smart Metering technology.

Based on this, the paper obtains a new solution to the current scientific and applied problem of increasing the reliability of the results of energy efficiency analysis of electrical distribution networks by improving the methods and means of their information support.

The following new results were obtained:

1. Possibilities of increasing the observation of distribution electric networks with the use of Smart Metering devices, aggregated information of automated systems of commercial electricity metering and pseudo-measurements are systematized and investigated. The expediency of application of results of estimation of a condition of distributive electric networks in information systems for the analysis of energy efficiency of electric networks is shown.

2. The method of inverse conversion of the fixed volumes of the consumed electric power into pseudo-measurement of schedules of electric loadings of consumers with use of typical schedules of loading (TSL) and generation of renewable energy sources, and also an estimation of a condition of electric networks is developed. It is shown that the use of data from electricity metering systems to supplement the vector of the state of electrical networks with information about power changes in unobserved nodes allows to increase the adequacy of modeling of 10 (6) kV distribution networks and the quality of electricity saving measures. Typical schedules of renewable energy generation (TSG), obtained on the basis of typical data sets for the meteorological year, are used to determine the operating parameters and electricity losses in electrical networks. State estimation algorithms are used to synchronize data and recover time-aggregated information on the generation of renewable energy sources in electrical distribution networks. The advantage of using condition assessment is the possibility of current and future analysis of energy efficiency of electrical distribution networks with a significant share of renewable energy sources. This is especially true of photovoltaic power plants (PVPs), as they have a complex and predictable generation schedule.

Restoring the generation schedule according to the data of a typical metrological year makes it possible to use it as a standard, along with the typical graphs of electricity consumption, and therefore calculate the parameters of individual modes of the distribution network during the reporting period. The approach involves the use of functional dependencies of the parameters of the mode of distribution electrical networks in combination with other means of recovering lost data.

It is shown that the insufficiency of measurements of mode parameters of distribution networks with renewable energy sources can be compensated with acceptable accuracy using information from typical data sets and information on electricity supply with automated systems of commercial electricity metering.

3. The use of Smart Metering devices, aggregated information of automated systems of commercial electricity metering and pseudo-measurements allows to perform calculations for targeted determination of electricity losses and creates preconditions for their inclusion in the tariff for the final consumer.<sup>82</sup>

When calculating the retail tariff for electricity, different price indicators, the amount of subsidies and the volume of electricity purchases on the balancing market, etc. are taken into account. In addition, the formula for calculating retail tariffs for electricity supply contains elements of stimulating the supply of electricity to the population. As a result of the government's policy of providing universal benefits to all households in the form of an undervalued price, electricity tariffs account for only about 30% of the weighted average retail tariff. The low percentage of reimbursement of costs leads to the fact that companies operating in the electricity sector incur financial losses. This situation requires a decision on the targeted inclusion of the cost of distribution of electricity in the tariff for the final consumer.

Separation in the structure of the electricity balance of the value of the distribution cost for each metering object is possible by applying typical schedules of power losses (TSPL) formed on the basis of network assessment, matrix of distribution coefficients and root mean square error in variable losses.

Therefore, the robot proposes a method of forming typical graphs of electricity losses in 10 (6) kV electrical distribution networks based on the results of assessing the state of networks and a matrix of loss distribution coefficients.

4. Using the mathematical apparatus of sensitivity analysis and multicriteria analysis, the method of optimizing the location and sequence of implementation of Smart Metering electricity metering devices in 10 (6) kV distribution networks has been improved. It is shown that the use of the method helps to reduce capital investment and operating costs by considering the technical features of networks, as well as the sensitivity of the network mode parameters to the installation bus of Smart Metering. The use of the principle of minimax makes it possible to obtain information on the current efficiency of the measuring medium ASCEM, namely to rank the fragments of the electrical network according to the set of proposed criteria, considering the importance of each of them. Therefore, the obtained solution is effective in terms of solving the problems of ASCEM and, at the same time, maximally adapted to the implementation.

5. An algorithm for matching pseudo-measurements for substations of distribution networks that provide power to subscribers with different types of consumption and significantly different maximum capacities, as well as the reception of electricity from dispersed energy sources. To do this, it is proposed to use weights that are determined by the ratio of the maximum loads of individual consumers to the maximum load of the consumer with the highest recorded power consumption (contractual capacity). It is shown that the application of matching coefficients helps to increase the adequacy of reproduction of total consumption schedules based on TSL.

6. Algorithms for the formation of pseudo-measurements of TSL and TSG, determination of typical graphs of power losses and determination of the optimal sequence of introduction of Smart Metering electricity metering devices have been developed. These algorithms can be used to increase the observation of distribution networks using Smart Metering devices, as well as to automate the process of structuring electricity losses in distribution networks.

The practical significance of the work lies in the possibility of using the developed methods and algorithms for on the feeder formation of electricity balance structure taking into account changes in the scheme and parameters of distribution networks during the reporting period, as well as for forming information infrastructure that will increase the adequacy of modeling will create preconditions for targeted inclusion of the cost of electricity distribution in the tariffs of the final consumer.

Mathematical models, algorithms, software transferred for operation to JSC "Vinnytsiaoblenergo" and LLC "Energoinvest" are developed in the dissertation. Some theoretical and software developments are used in the educational process of the department of power plants and systems of VNTU during the teaching of courses "Mathematical problems of electric power", "Power saving modes and technologies" and "ACS of electric systems".

Confirmation of the implementation of the results of the dissertation is the presence of relevant acts.

**Key words:** renewable energy sources, state estimation, observation, typical meteorological year, electricity losses, restored parameters, typical load schedule, typical power loss schedule.

### СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

- [1] Ю. Томашевський, О. Бурикін, Ю. Малогулко та В. Гриник, "Інформаційна система розподільної електричної мережі на базі концепції Smart metering із застосуванням типових графіків навантаження", *Технічні науки та технології*, №. 321, с. 229-241, 2020. doi: 10.25140/2411-5363-2020-3(21)-229-241.
- [2] Ю. Томашевський, О. Бурикін, Ю. Малогулко та Ю. Семенюк, "Метод визначення оптимальної встановленої потужності генерування електроенергії відновлювальним джерелами енергії в електричних мережах", *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*, №. 16, с. 35-40, 2017.
- [3] Ю. Томашевський, О. Бурикін, Ю. Малогулко та Н. Радзієвська, "Оптимальне керування відновлюваними джерелами електроенергії у локальних

- електричних системах", *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, №. 4, с. 69-74, 2016.
- [4] Ю. Томашевський, П. Лежнюк та С. Бевз, "Експертний аналіз та візуалізація інформації для прийняття оптимальних рішень в задачах зменшення втрат електроенергії в електричних мережах", *Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах (Технологічний університет Поділля, м. Хмельницький)*, №. 1, с. 28-31, 2007.
- [5] Ю. Томашевський, П. Лежнюк та С. Бевз, "Техніко-економічна оцінка в графічному середовищі заходів зі зменшення втрат електроенергії для прийняття оптимальних рішень", *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, №. 6, с. 157-161, 2006.
- [6] Yu. V. Tomashevskiy et al., "Optimization of the functioning of the renewable energy sources in the local electrical systems", *Przegląd elektrotechniczny*, vol. 1, no. 3, pp. 99-104, 2017.
- [7] Y. Tomashevskiy, O. Burykin, V. Kulyk, та J. Malogulko, "Estimation of the dynamics of power grid operating parameters based on standard load curves", *EEJET*, vol. 6, no. 8 (102), pp. 6–12, 2019.
- [8] В. Кулик, Ю. Томашевський та О. Глоба, "Пофідерний аналіз втрат електроенергії у розподільних електромережах 10(6)-0,4 кВ з використанням імітаційного моделювання", *Енергетика та електрифікація*, №. 7-8, с. 18-24, 2020.
- [9] О. Бурикін, Ю. Томашевський та Ю. Малогулко, "Стандартизація функціонування локальних енергосистем при їх інтеграції у системи централізованого живлення на базі концепції SmartGrid", *Енергетика та електрифікація*, №. 12, с. 46-48, 2012.
- [10] О. Бурикін, Ю. Томашевський та Ю. Малогулко, "Стандартизація функціонування локальних енергосистем при їх інтеграції у системи централізованого живлення на базі концепції Smart Grid", на конференції *Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012)*, ВНТУ, ХНУРЕ, 2012, с. 146-147.



- [11] О. Бурикін, Ю. Томашевський та В. Кулик, "Використання типових графіків навантаження у задачах достовіризації даних обліку електроенергії", на *XLVII науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ–2018)*, ВНТУ, 2018, с. 3147-3149.

## ЗМІСТ

|                                                                                                                            |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ .....                                                                                            | 18 |
| ВСТУП.....                                                                                                                 | 19 |
| РОЗДІЛ 1 ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ІНФОРМАЦІЙНИХ СИСТЕМ<br>РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....                            | 27 |
| 1.1 Smart Metering як складова технології Smart Grid .....                                                                 | 28 |
| 1.2 Аналіз методів відновлення та синхронізації інформації про виміряні режимні<br>параметри приладами Smart Metering..... | 31 |
| 1.3 Аналіз методів визначення оптимального місця встановлення приладів<br>вимірювання Smart Metering.....                  | 35 |
| 1.3.1 Метод спрямованого спуску за критерієм мінімуму інвестицій.....                                                      | 36 |
| 1.3.2 Методи, що базуються на використанні коваріаційної матриці .....                                                     | 37 |
| 1.3.3 Методи нейронних мереж.....                                                                                          | 39 |
| 1.3.4 Методи лінійного програмування .....                                                                                 | 40 |
| 1.3.5 Методи табу-пошуку .....                                                                                             | 42 |
| 1.3.6 Генетичні алгоритми .....                                                                                            | 43 |
| 1.4 Шляхи та методи підвищення спостережності розподільних електричних<br>мереж .....                                      | 45 |
| 1.5 Адекватність структури балансу електроенергії розподільних електричних<br>мереж. Постановка задачі дослідження.....    | 49 |
| 1.6 Висновки по розділу 1 .....                                                                                            | 53 |
| РОЗДІЛ 2 ОЦІНКА СТАНУ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З<br>ВИКОРИСТАННЯМ SMART METERING.....                                | 55 |
| 2.1 Оцінка стану розподільної електричної мережі за різної повноти вхідних даних<br>.....                                  | 55 |
| 2.1.1 Постановка задачі оцінки стану розподільної електричної мережі.....                                                  | 55 |
| 2.1.2 Математична модель оцінки стану мережі та якості вимірювань .....                                                    | 56 |

|                                                                                                                                   |                                                                                                                                                                                              |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.2                                                                                                                               | Метод підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань .....                                                            | 65 |
| 2.2.1                                                                                                                             | Використання типових графіків електричних навантажень для підвищення спостережності розподільної електричної мережі .....                                                                    | 65 |
| 2.2.2                                                                                                                             | Врахування надходження електроенергії з відновлюваних джерел у задачі підвищення спостережності розподільної електричної мережі .....                                                        | 70 |
| 2.3                                                                                                                               | Метод визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу ..... | 77 |
| 2.3.1                                                                                                                             | Аналіз чутливості впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering за режимними параметрами .....                                                                                   | 77 |
| 2.3.2                                                                                                                             | Вибір та обґрунтування критеріїв ефективності багатокритеріального аналізу впровадження інформаційного забезпечення розподільних електричних мереж ..                                        | 80 |
| 2.3.3                                                                                                                             | Визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу .....       | 82 |
| 2.4                                                                                                                               | Метод визначення типових графіків втрат електроенергії .....                                                                                                                                 | 86 |
| 2.5                                                                                                                               | Висновки по розділу 2 .....                                                                                                                                                                  | 90 |
| РОЗДІЛ 3 СТРУКТУРА ІНФОРМАЦІЙНОЇ СИСТЕМИ АНАЛІЗУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ ТА АЛГОРИТМИ ЇЇ ФУНКЦІОНУВАННЯ ..... |                                                                                                                                                                                              | 92 |
| 3.1                                                                                                                               | Аналіз інформаційного забезпечення АТ «Вінницяобленерго» .....                                                                                                                               | 93 |
| 3.1.1                                                                                                                             | Інформація щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії АТ «Вінницяобленерго» .....                                                                           | 93 |
| 3.1.2                                                                                                                             | Структура інформаційного забезпечення АТ «Вінницяобленерго» .....                                                                                                                            | 95 |
| 3.2                                                                                                                               | Алгоритми підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань .....                                                        | 99 |

|                                                                                                                                                                                                   |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.2.1 Використання типових графіків електричних навантажень для підвищення спостережності розподільних мереж .....                                                                                | 99  |
| 3.2.2 Алгоритм врахування надходжень електроенергії з відновлюваних джерел для підвищення спостережності розподільних мереж .....                                                                 | 102 |
| 3.2.3 Базові алгоритми оцінки стану розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань .....                                                             | 104 |
| 3.3 Алгоритми визначення типових графіків втрат потужності у розподільних мережах.....                                                                                                            | 108 |
| 3.3.1 Визначення коефіцієнтів розподілу втрат потужності між вузлами розподільних мереж.....                                                                                                      | 108 |
| 3.3.2 Визначення типових графіків втрат потужності у розподільних мережах ..                                                                                                                      | 110 |
| 3.4 Алгоритм визначення послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering у розподільних мережах .....                                                                      | 112 |
| 3.5 Висновки по розділу 3 .....                                                                                                                                                                   | 114 |
| РОЗДІЛ 4 ПРАКТИЧНІ АСПЕКТИ ПІДВИЩЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ РЕЗУЛЬТАТІВ АНАЛІЗУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ВИКОРИСТАННЯМ ПРИСТРОЇВ SMART METERING ТА ПСЕВДОВИМІРЮВАНЬ..... | 116 |
| 4.1 Перевірка адекватності результатів відтворення та узгодження ТГН .....                                                                                                                        | 117 |
| 4.1.1 Результати натурного експерименту на прикладі міських кабельних мереж м. Вінниці.....                                                                                                       | 117 |
| 4.1.2 Аналіз ефективності застосування типових графіків навантаження для розрахунку псевдовимірювань графіків електричних навантажень споживачів .                                                | 122 |
| 4.2 Аналіз ефективності застосування псевдовимірювань для забезпечення спостережності розподільних електричних мереж.....                                                                         | 126 |
| 4.3 Визначення типових графіків втрат потужності.....                                                                                                                                             | 129 |
| 4.4 Оптимізація структури інформаційної системи аналізу втрат електроенергії у розподільних мережах на базі концепції Smart Metering .....                                                        | 133 |

|                                                                                                                                                  |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
|                                                                                                                                                  | 17  |
| 4.5 Висновки по розділу 4.....                                                                                                                   | 137 |
| ВИСНОВКИ .....                                                                                                                                   | 138 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....                                                                                                                  | 141 |
| ДОДАТКИ                                                                                                                                          |     |
| Додаток А Акти впровадження результатів дисертаційної роботи .....                                                                               | 155 |
| Додаток Б Алгоритми оцінки стану, визначення матриць коефіцієнтів розподілу<br>втрат потужності за тгн реалізовані за допомогою mathcad 7.0..... | 159 |
| Додаток В Список опублікованих праць за темою дисертації та відомості про<br>апробацію результатів дисертації .....                              | 175 |

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- AMI – advanced metering infrastructure;
- AMR – automatic meter reading;
- DMS – distribution management systems
- TOU – time of use;
- АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії;
- ВДЕ – відновлювані джерела електроенергії;
- ВЕС – вітрова електрична станція;
- ЗЗТВЕ – звітного значення технологічних витрат електроенергії
- ЗНВЕ – значення нетехнічних втрат електроенергії
- ЕЕС – електроенергетична система;
- ЕМ – електрична мережа;
- ЛЕП – лінія електропередачі;
- ЛЕС – локальна електрична система;
- НЗТВЕ – нормативне значення технологічних витрат електроенергії
- ОІК – оперативно-інформаційний комплекс;
- ОС – оцінка стану;
- ПЗ – програмні засоби;
- РГ – розосереджене генерування;
- РДЕ – розосереджені джерела енергії;
- РЕМ – розподільні електричні мережі;
- РП – розподільний пристрій;
- СЕС – сонячна електрична станція;
- ТВЕ – технологічних витрат електроенергії;
- ТГН – типовий графік навантаження;
- ТГГ – типовий графік генерування;
- ТГВ – типовий графік втрат потужності;
- ТНМ – типовий набір даних про метеорологічний рік;
- ТП – трансформаторна підстанція;
- ФЕС – фотовольтаїчна електрична станція.

## ВСТУП

**Обґрунтування вибору теми дослідження.** Основним методом аналізу енергоефективності розподільних електричних мереж (ЕМ) є оцінювання системи показників за розрахунковий період на підставі даних розрахункових засобів обліку та характеризує сумарні і з розбивкою на кожному ступені напруги значення надходжень, віддачі, трансформуваль електроенергії та структури витрат електроенергії [1]. Така система показників формує структуру балансу електроенергії оператора системи розподілу, однією з основних складових якої є технологічні витрати на транспортування та розподіл електричної енергії в електричній мережі. Технологічні витрати в свою чергу поділяються на нетехнічні (комерційні) та технічні витрати. Останні в повній мірі залежать від втрат електроенергії в елементах електричних мереж.

На сьогодні розроблено низку заходів, спрямованих на зменшення втрат електроенергії. Однак, вибір заходів та їх ефективне впровадження заходів по зменшенню втрат потребує точної та достовірного їх визначення. У розподільних електричних мережах основним шляхом визначення та нормування втрат електроенергії є застосування схемотехнічних та статистичних методів еквівалентування [2]-[5].

Причиною даного підходу стала відсутність достатнього інформаційного забезпечення щодо параметрів поточного режиму ЕМ та стану комутаційної апаратури, однак такий підхід має ряд суттєвих недоліків:

- неможливість структурування втрат по окремих елементах ЕМ;
- неможливість врахування уточнювальної інформації відносно параметрів режиму ЕМ (уточнених графіків навантаження підстанцій, показників лічильників на проміжних розподільних пристроях тощо);
- неможливість (або складність) врахування змін у схемі ЕМ впродовж звітнього періоду;
- складність врахування зміни параметрів обладнання ЕМ у часі.

Найбільш точним методом розрахунку втрат електроенергії є метод поелементних розрахунків, однак він потребує достатнього інформаційного забезпечення щодо параметрів схеми та режиму ЕМ.

Світовий досвід отримання такої інформації полягає у застосуванні систем Smart Metering та передбачає встановлення інтелектуальних приладів обліку у виробників та споживачів, автоматизацію систем опитування, оброблення даних і надання інформації щодо виробництва, передавання, розподілу і споживання енергоресурсів.

Інформаційні системи Smart Metering накопичують інформацію про виміряні графіки електроспоживання, використання яких дозволяє формувати поелементну структуру втрат електроенергії з прив'язкою до періоду часу експлуатації елементів мережі, а також визначати локальні осередки з найбільшим впливом на сумарні втрати електроенергії. Крім того, комерційні витрати, що входять до структури балансу не мають самостійного математичного опису. Тому оцінити економічно обґрунтований їх рівень складно. Їх визначають із структури балансу електроенергії, як різницю між фактичними втратами і розрахованими технологічними втратами. Від зменшення комерційної складової залежить підвищення прибутку енергопостачальних компаній. Таким чином, актуальним завданням є розробка методів та засобів аналізу технічних та комерційних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах та впровадження програмних засобів (ПЗ) їх реалізації з використанням баз даних та інформаційних систем Smart Metering.

### **Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.**

Дисертація виконана в плані наукових досліджень, проведених кафедрою електричних станцій та систем ВНТУ за держбюджетними темами: «Інтелектуалізація електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії на основі принципу Гамільтона-Остроградського» (№ держреєстрації 0113U003138) та «Інтегрування нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії в електричні мережі для підвищення їх енергоефективності з використанням SMART GRID технологій» (№ держреєстрації 0118U000206).



**Мета і завдання дослідження.** Метою роботи є підвищення достовірності результатів аналізу втрат електроенергії розподільних електричних мереж шляхом вдосконалення методів та засобів їх інформаційного забезпечення.

Для досягнення мети були поставлені та вирішені такі задачі:

- дослідження можливостей використання інформаційних систем розподільних електричних мереж для аналізу енергоефективності електричних мереж;

- розроблення методу підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering, агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та псевдовимірювань;

- розроблення методу визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості у особливо критичних точках вимірювання;

- розроблення методу узгодження псевдовимірювань для підстанцій розподільних мереж, що забезпечують живлення різнотипних абонентів, а також прийом електроенергії від розосереджених джерел енергії;

- розроблення алгоритму використання методу визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering;

- перевірка працездатності розроблених методів та адекватності результатів оцінювання параметрів режиму розподільних ЕМ з використанням натурного експерименту.

**Об'єктом дослідження** роботи є нормальні режими розподільних електричних мереж.

**Предметом дослідження** є методи та засоби аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах з використанням інформаційних систем .

**Методи дослідження.** Для розроблення методів аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах з використанням інформаційних систем використані методи математичного моделювання та чисельні методи. Статистичні методи оброблення інформації використано для

аналізу результатів розрахунків. Оцінка стану розподільної електричної мережі виконується з використанням методу зважених найменших квадратів. Для розроблення алгоритмів і програм аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах використовувалися матрична алгебра, теорія графів, декомпозиція та об'єктно-орієнтований аналіз. Для методу визначення оптимальної послідовності впровадження приладів Smart Metering – нечіткий багатокритеріальний аналіз та теорію ігор та аналіз чутливості.

**Наукова новизна отриманих результатів** полягає у тому, що:

- вперше запропоновано метод зворотного перетворення зафіксованих обсягів спожитої електроенергії у псевдовимірювання графіків електричних навантажень споживачів з використанням типових графіків навантаження та генерування відновлюваних джерел енергії, а також оцінки стану електричних мереж. Це дає змогу використовувати дані систем обліку електроенергії для доповнення вектору стану електричних мереж інформацією про зміни потужності у неспостережних вузлах, що відкриває нові можливості для моделювання режимів розподільних мереж 10(6) кВ та планування заходів з підвищення їх енергоефективності;

- вперше запропоновано метод формування типових графіків втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 10(6) кВ на основі результатів оцінки стану мереж та матриці коефіцієнтів розподілу втрат, що дозволить виокремлювати у структурі балансу електроенергії значення втрат для кожного об'єкта обліку та створити передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифу для кінцевого споживача.

- вдосконалено метод оптимізації розміщення та послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering у розподільних мережах 10(6) кВ, що проявляється у поєднанні математичного апарату аналізу чутливості й багатокритеріального аналізу та, на відміну від відомих, сприяє зменшенню кількості обчислень завдяки врахуванню технічних можливостей мереж, а також чутливості параметрів режиму мереж до місця встановлення засобів Smart Metering.

**Практичне значення отриманих результатів.** Практична цінність роботи полягає в тому, що проведені в роботі дослідження дали змогу підвищити достовірність результатів аналізу втрат електроенергії в розподільних електричних мережах шляхом вдосконалення методів та засобів їх інформаційного забезпечення. Використання розроблених методів та алгоритмів для пофідерного формування структури балансу електроенергії з урахуванням змін схеми та параметрів розподільних мереж протягом звітного періоду, а також для формування інформаційної інфраструктури створить передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифів кінцевого споживача та підвищити адекватність моделювання режимів розподільних мереж 10(6) кВ.

За результатами проведених теоретичних досліджень розроблено програму, що дозволяє на основі типових графіків навантаження, відповідно до кодів економічної діяльності споживачів, уточнювати складову технічних витрат електроенергії у структурі її балансу.

Використання розроблених у роботі програм та алгоритмів, сприяє плануванню режимів роботи сонячних електричних станцій і, як наслідок, підвищенню якості напруги та зменшенню втрат електроенергії в мережах зовнішнього електропостачання на 1–2 %. Програмне забезпечення передано для дослідної експлуатації до ТОВ «Енергоінвест» (довідка про впровадження від 15.01.2021р. див. Додаток А).

З метою підвищення точності оцінювання структури балансу електроенергії та пофідерного аналізу втрат у розподільних електричних мережах АТ «Вінницяобленерго» впроваджено програмне забезпечення у вигляді оновленої версії програми розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах 10(6)-0,4 кВ та аналізу ефективності електроощадних заходів «Втрати-10». Під час дослідної експлуатації ПЗ встановлено, що завдяки обґрунтованим рішенням щодо визначення місць та параметрів встановлення засобів обліку електроенергії Smart Metering у розподільних мережах 10 кВ досягається підвищення точності розрахункових втрат електроенергії, що сприяє уточненню

структури балансу електроенергії (довідка про впровадження від 18.01.2021р. див. Додаток А).

Результати дисертаційного дослідження впроваджено в навчальному процесі Вінницького національного технічного університету для підвищення якості лекційних та лабораторних занять (довідка про впровадження від 12.01.2021 р. див. Додаток А).

**Особистий внесок здобувача.** Всі наукові положення, які є основним змістом дисертаційної роботи, розроблено та обґрунтовано здобувачем особисто. У роботах, що опубліковано у співавторстві, внесок автора такий: [6] – запропоновано структуру інформаційної системи розподільної електричної мережі, виконано серію практичних розрахунків для підтвердження ефективності пропонуваної структури; [7] – виконано розрахунки розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії. Досліджено вплив графіка генерування відновлюваних джерел енергії на коефіцієнти чутливості втрат потужності у розподільних електричних мережах. Досліджено вплив встановленої потужності відновлюваних джерел енергії на величину втрат у розподільних електричних мережах; [8] – виконано розрахунки розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії. Розроблено оптимальні схеми нормального режиму розподільних електричних мереж за критерієм мінімуму втрат електричної енергії відповідно до графіка генерування. Розроблено оптимальні схеми нормального режиму розподільних електричних мереж за критерієм мінімуму втрат електричної енергії; [9] – на базі пропонуваного методу розроблено програмний засіб візуалізації для прийняття оптимальних рішень в задачах зменшення втрат електроенергії в електричних мережах; [10] – запропоновано алгоритм використання методу розрахунку коефіцієнтів чутливості втрат до потужності відновлюваних джерел енергії у розподільних електричних мережах; [11] – запропоновано метод зворотного перетворення зафіксованих обсягів спожитої електроенергії у псевдовимірювання графіків електричних навантажень споживачів з використанням типових графіків навантаження та генерування відновлюваних джерел енергії, а також оцінки стану електричних мереж; [12] –

запропоновано алгоритм розрахунку техніко-економічної оцінки заходів зі зменшення втрат електроенергії в графічному середовищі для прийняття оптимальних рішень; [13] – розроблено алгоритм пофідерного аналізу втрат електроенергії у розподільних електромережах 10(6)-0,4 кВ з використанням імітаційного моделювання для створення типових графіків втрат потужності; [14] – показано переваги формування інтелектуальних електричних мереж, відповідно до концепції Smart Grid, використання яких дозволяє створити передумови для ефективної експлуатації відновлюваних джерел енергії; [15] – показано переваги розвитку інформаційної інфраструктури та інтелектуалізації систем керування з використанням Smart Grid; [16] – запропоновано метод використання типових графіків навантаження для підвищення інформативності математичної моделі оцінки стану розподільної електричної мережі.

**Апробація матеріалів дисертації.** Основні положення роботи та її результати доповідались, обговорювались та були схвалені на таких науково-технічних конференціях та семінарах:

- на науково-технічній конференції СПРТП-2005.
- на науково-технічній конференції “Автоматика – 2006” (Вінниця, 2006);
- на міжнародній науково-технічній конференції “Контроль і управління в складних системах” (Вінниця, 2012);
- на III та IV міжнародній науково-технічній конференції ОКЕУ 2015, 2017 «ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАМИ»
- XIV науково-технічна конференція «Повітряні та кабельні електричні мережі підприємств України» 26-27 квітня, м. Харків, 2017 р., м. Харків.
- на XLVIII науково-технічній конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ– 2018);
- Проблеми втрат електроенергії в електричних мережах. Необхідність оптимального використання мережі та забезпечення її економічності. 10-13 грудня 2019 р., смт Славське.
- на VIII міжнародній науково-технічній інтернет-конференції «Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних

пристроях і системах». 24 грудня, 2020 р., м. Луцьк.

**Публікації.** За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 11 робіт, з яких 5 статей у наукових фахових виданнях, 2 статті у міжнародних періодичних виданнях, які внесені до міжнародної науково-метричної бази даних Scopus, 2 статті у наукових журналах і збірниках наукових праць, 2 - у матеріалах конференцій.

**Структура та обсяг дисертації.** Дисертаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел (105 найменувань) і 3 додатків. Основний зміст викладено на 122 сторінках друкованого тексту, містить 33 рисунки, 11 таблиць. Загальний обсяг роботи – 155 сторінок.

## РОЗДІЛ 1

### ОСОБЛИВОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ІНФОРМАЦІЙНИХ СИСТЕМ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Нині в енергетичній галузі з багатьох розрахунково-аналітичних проблем об'єктивно вирізняється задача з розрахунку та аналізу втрат електроенергії в електричних мережах та структурування їх у різних площинах. Адже це забезпечує підґрунтя для планування заходів щодо енергоефективності роботи енергопостачальних компаній. Оскільки від зменшення втрат електроенергії залежить підвищення прибутку енергопостачальних компаній, то цей напрямок є досить актуальним і перспективним у плані розроблення і впровадження ПЗ, зокрема, з використанням наявних баз даних та інформаційних систем [9], [12].

У розподільних електричних мережах України основним джерелом інформації є автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Системи АСКОЕ призначені надавати інформацію про облік електроенергії на підставі якої можуть бути проведені фінансові розрахунки між суб'єктами ринку. Агрегуючи вітчизняний та зарубіжний досвід найбільш ефективним організаційним заходом боротьби із несанкціонованими відборами електроенергії є масове впровадження автоматизованих систем обліку електроенергії (АСОЕ), в які об'єднуюватимуть інтелектуальні прилади обліку з можливістю зберігання і передавання даних на основі технології Smart Metering. Такі системи дозволяють вирішувати відразу комплекс важливих завдань, включаючи віддалене зняття показань з приладів обліку, автоматичну фіксацію їх у певному проміжку часу, виявлення осередків втрат, а також миттєве дистанційне обмеження в навантаженні або повне припинення електропостачання.

Крім того, застосування інформації накопиченої системами Smart Metering забезпечує спостережність розподільної ЕМ завдяки використанню вимірних графіків електроспоживання. Це дозволяє виявляти елементи зі збільшеним рівнем електроспоживання та планувати необхідні електроощадні заходи.

## 1.1 Smart Metering як складова технології Smart Grid

Розвиток енергетики поставив питання про поступовий перехід від традиційних технологій, що передбачають використання централізованого генерування електричних мереж, до принципово нового рішення, яке орієнтоване на широке застосування розосереджених джерел енергії (РДЕ), та активних мереж. Останні здатні надавати послуги з передачі та зберігання і перетворення електричної енергії. Активні електричні мережі здатні швидко адаптуватися до потреб зацікавлених сторін – власників, споживачів, продавців. Вони розглядаються як ключовий елемент інфраструктури «розумних» енергосистем майбутнього. На сьогоднішній день усі аспекти створення подібних «розумних» енергосистем розглядаються в концепції Smart Grid [14] - [18].

Застосування концепції Smart Grid передбачає не лише впровадження інтелектуальної енергетичної інфраструктури та силової електроніки, але й інформаційної інфраструктури високого рівня, складові якої вбудовані у вузли генерування, передачі, розподілу та споживання.

Підсистема вимірювання у Smart Grid є складовою розширеної системи обліку – Advanced metering infrastructure (AMI) та забезпечується застосуванням інтелектуальних вимірювальних приладів. Робота цих приладів покладена у основу технології Smart Metering. Відповідно до концепції прилад Smart Metering повинен забезпечувати зняття графіків електроспоживання у режимі реального часу фіксуючи модуль напруги, її кут та частоту електричного струму [19], [20].

Типова підсистема Smart Metering та її місце у Smart Grid показано на рис.1.1. Вона складається з приладів обліку та сукупності інформаційних служб і допоміжних підсистем.

Вимірювальна секція підсистеми Smart Metering складається з системи контролю часу електроспоживання за різними тарифами (TOU), системи управління даними (DMS) та системи віддаленого зчитування інформації (AMR).

Комунаційна секція вміщує провідні та безпроводні комунаційні канали та систему управління вимірювальними пристроями. Передача інформації є



двонаправленою для збору інформації та керування лічильниками Smart Metering.

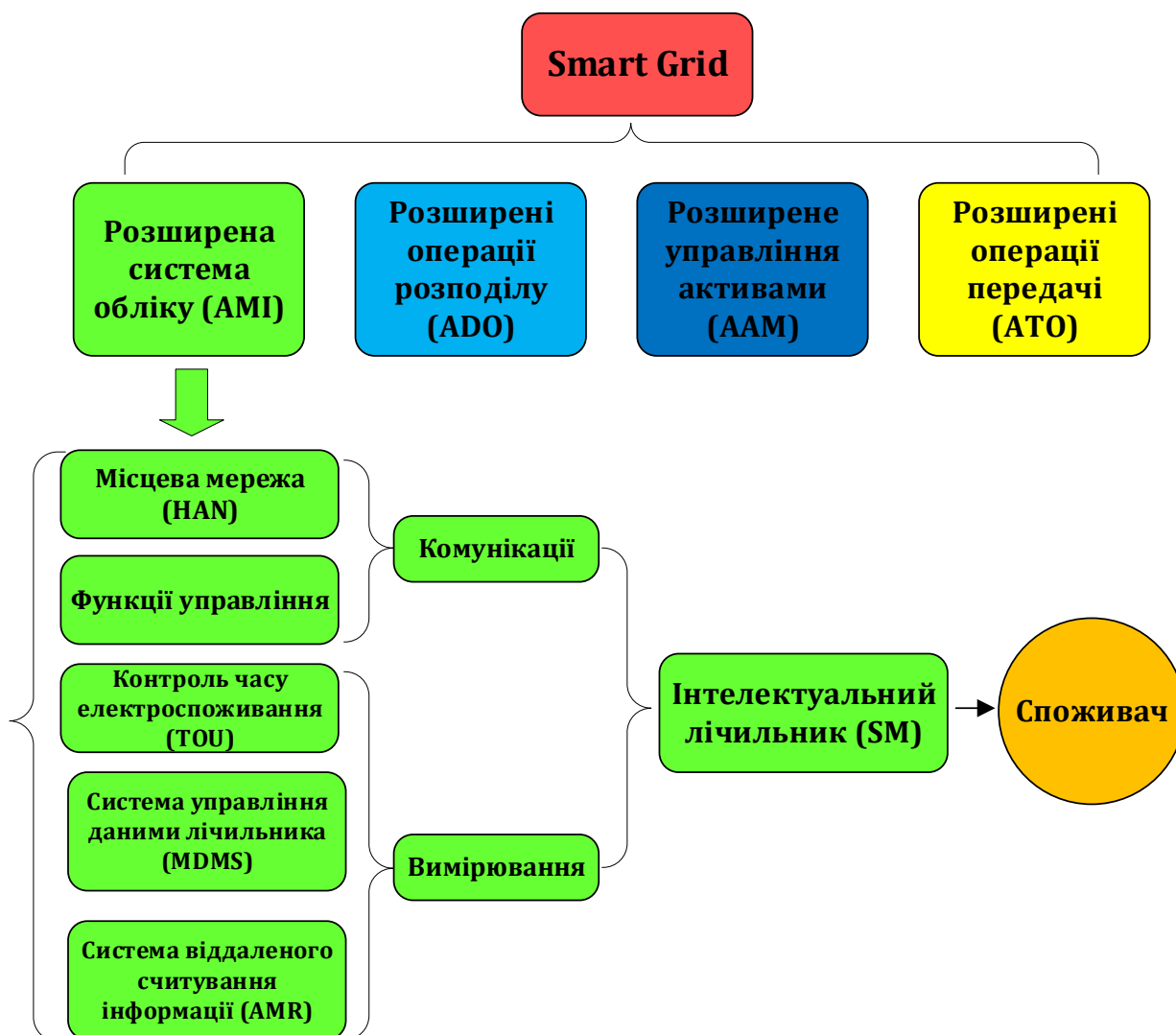


Рисунок 1.1 – Підсистема Smart Metering у Smart Grid

З точки зору забезпечення функціональної стійкості прилади обліку електроенергії Smart Metering є найбільш важливими елементами системи. Крім того вони забезпечують функції білінгу, яка найбільше цікавить оператора системи розподілу (ОСР) та кінцевих користувачів, оскільки вона безпосередньо пов'язана із сумою платежу. Функціонування лічильника Smart Metering забезпечується роботою модулів електропостачання, керування, вимірювання, білінгу (модуль виставлення рахунків), візуалізації, декодування, комунікації та часу (рис. 1.2) [21].



Рисунок 1.2 – Діаграма функціонування приладу Smart Metering

Модуль керування отримує виміряні дані та передає їх до модулю білінгу. Білінговий модуль розраховує оплату відповідно до часових інтервалів електроспоживання отриманих з часового модуля та модуля управління. Функціональне призначення кожного модуля наведено у табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Модулі лічильника Smart Metering та їх функції

| № | Модуль       | Функції                                                                                                       |
|---|--------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Комунікації  | Двосторонній зв'язок між об'єктами електропостачання                                                          |
| 2 | Візуалізації | Візуалізація інформації про електроспоживання та параметри електроенергії                                     |
| 3 | Живлення     | Живлення лічильника від мережі та акумулятора                                                                 |
| 4 | Управління   | Управління операційним статусом інших модулів                                                                 |
| 5 | Декодування  | Декодування результатів електроспоживання                                                                     |
| 6 | Білінгу      | Формування рахунків користувачів та генерування сигналів попередження та відмов                               |
| 7 | Вимірювання  | Збір та вимірювання електроенергії, ізоляція лічильника від основної електромережі з метою захисту обладнання |
| 8 | Часовий      | Забезпечення точного відліку часу та синхронізації для лічильника Smart Metering                              |

Підсумовуючи наведене вище, прилад Smart Metering є одним із найважливіших елементів Smart Grid. Правильне функціонування підсистеми Smart Metering забезпечує переваги концепції Smart Grid. Однак, через необхідність встановлення великої кількості вимірювальних приладів, складність реалізації їх часової синхронізації, значну вартість апаратного забезпечення та складність забезпечення надійності комунікаційної мережі впровадження системи АМІ у розподільних електричних мережах є проблематичним [22] - [25].

## **1.2 Аналіз методів відновлення та синхронізації інформації про вимірянні режимні параметри приладами Smart Metering**

На сьогодні у розвинених країнах впровадження Smart Metering у розподільні ЕМ уповільнюється низкою проблем економічного та технічного характеру, а саме: підвищенням складності вимірювальної системи, проблемами часової синхронізації, зростанням вартості апаратного та комунікаційного обладнання для забезпечення необхідної надійності. Вирішення цих проблем пов'язане з необхідністю розв'язання таких задач:

- 1) синхронізація інформації про вимірянні режимні параметри приладами Smart Metering та іншими наявними приладами з метою забезпечення балансування режимів розподільних електричних мереж;
- 2) відновлення інформації, втраченої внаслідок електромагнітних завад, збоїв синхронізації, втрати окремих пакетів інформації або спрямованих атак на інформаційну мережу;
- 3) оптимізація конфігурації інформаційної системи і, зокрема, розміщення приладів вимірювання Smart Metering.

Наявність синхронізованої інформації про вимірянні режимні параметри розподільної електричної мережі дає змогу визначати обсяги спожитої електроенергії стандартними алгебраїчними методами [26]. Проте, досить часто через відмову апаратного або інформаційного забезпечення ці дані можуть не надходити протягом всієї доби або її частини. Під час вимірювань, а також

передачі інформації спостерігається вплив електромагнітних завад, ресинхронізація, втрати окремих пакетів інформації або спрямовані атаки на інформаційну мережу сторонніми особами у вигляді ручного або «вірусного» втручання у роботу інформаційної системи [27]-[28]. Таким чином, необхідною умовою функціонування інформаційної системи є аналіз отриманих даних, їх перевірка та відновлення втраченої інформації.

На сьогодні використовуються декілька підходів до синхронізації, відновлення втраченої та перевірки вимірної інформації:

- 1) Технологія великих даних (Big Data Technology) [29];
- 2) Обчислення на основі не втрачених даних [30];
- 3) Статистичні методи [28], [31]- [33];
- 4) Використання типових графіків електричних навантажень [28], [33]-[35]
- 5) Застосування методів оцінки стану [36]-[42]

У роботі [29] запропоновано використання технології великих даних – Big Data Technology для керування та контролю за електроспоживанням у розподільних електричних мережах. Вказаний підхід потребує значних капіталовкладень та застосування великих масивів даних для прийняття рішень на базі імітаційного моделювання. Це робить неможливим застосування таких технологій на початкових етапах розвитку інформаційної системи.

На відміну від [29], у [30] пропонується наповнення інформаційної системи шляхом спрощених розрахунків розподільної електричної мережі на основі наявних не втрачених даних. Такий підхід використовує припущення щодо нормалізації втрат електроенергії, однаковості напруги у вузлах генерування та базисному вузлі та використанням лише модулів вузлових напруги. Це унеможливорює його застосування для розрахунку та структурування втрат електроенергії в електричних мережах ЕМ. Перевагою методу є можливість розрахунку параметрів режиму з урахуванням впливу генерування розосереджених джерел енергії. Однак не вдається врахувати особливості режимів роботи останніх.

У роботі [31] пропонується застосування регресійного аналізу для відновлення втрачених даних. Недоліком такого підходу є необхідність ретельної синхронізації параметрів регресійної моделі. Так, у випадку розсинхронізації параметрів їх оцінки, регресії і дисперсії збурень стають зміщеними. Це призводить до зниження ефективності оцінювання поелементної структури втрат електроенергії з прив'язкою до часу та місця експлуатації елементів мережі.

У [32] пропонується застосування статистичних методів оброблення втрачених даних з видаленням всіх спостережень, що мають неповні ознакові описи. Такий підхід, аналогічно до [31] потребує значного набору даних. Крім того, наведені у роботі результати свідчать про можливість відновлення втраченої інформації у межах 15 %. Однак, це недостатньо для уточнення структури балансу електроенергії оскільки втрати енергії, переважно, мають значення співмірне з вказаною похибкою відновлення.

З метою підвищення точності та ефективності наведених підходів їх комбінують для отримання додаткових переваг. Так, наприклад, у [33] запропоновано використовувати кластерний аналіз для створення типового графіка навантаження конкретного споживача на основі статистичної інформації наданої приладами Smart Metering з 15 хвилинним інтервалом, графіків корисного відпуску електроенергії, а також білінгової інформації для споживачів без інтелектуальних приладів обліку. Для розрахунку параметрів режиму пропонується використання ітераційних методів. Такий підхід, аналогічно до [31] та [32] потребує наявності статистичної інформації про відновлюваний графік навантаження. Недоліком такого методу є неможливість відокремлення технічної та комерційної складової втрат електроенергії у структурі балансу електричної енергії, оскільки типові графіки навантажень генеруються пропорційно до різниці надходження та споживання електроенергії.

У [34] пропонується використання методу характерних режимів та створення бази графіків навантаження характерних діб. Ці дні відносяться до державних свят, деяких буднів між святами, днів із соціальними подіями і, як правило, днів, що характеризуються нетиповим попитом. Недоліком застосування

таких методів є отримання оцінки сумарних втрат в мережі без виявлення елементів зі збільшеним рівнем електроспоживання. Тому планувати необхідні електроощадні заходи та виявляти конкретні показники для уточнення структури балансу електроенергії досить важко.

У [35] пропонується застосування типових графіків електричних навантажень для відновлення агрегованої у часі інформації про облік електроенергії. Застосування такого підходу не дає змоги отримати результати з достатньою точністю, оскільки типові графіки сформовано зі значною шкалою розподілу ймовірностей.

Застосування методів оцінки стану [36]-[42] дає змогу відновити втрачену інформацію для кожного конкретного режиму ЕМ за умови її спостережності протягом певного інтервалу часу. Використання цього підходу передбачає застосування функціональних залежностей параметрів режиму у комплексі з іншими способами відновлення втрачених даних.

Отже, основною спільною вимогою наведених підходів є наявність не втрачених даних. Тобто для частини мережі необхідні вимірювання у об'ємах, достатніх для відновлення інформації. За відсутності вимірювань застосовують ретроспективні дані для їх відновлення та виявлення викидів у вимірюваннях.

Відповідно до проведеного аналізу перспективним є застосування комбінованого підходу методів оцінки стану [36]-[42] для часової синхронізації інформації та застосування типових графіків електричних навантажень для відновлення агрегованої у часі інформації [33]-[35] про перетікання електроенергії. Перевагою застосування такого підходу є можливість аналізу енергоефективності розподільних ЕМ зі значною часткою розосереджених джерел енергії. Особливо це стосується фотовольтаїчних електричних станцій, оскільки вони мають досить передбачуваний графік генерування відповідно до типового метрологічного року [43], [44]. Це дає змогу використовувати його у математичній моделі в якості типового, нарівні із графіками електроспоживання.

### **1.3 Аналіз методів визначення оптимального місця встановлення приладів вимірювання Smart Metering**

Розподільні електричні мережі зазвичай мають обмежену кількість точок встановлення приладів Smart Metering зважаючи на витратність встановлення додаткового обладнання. На сьогоднішній день, у більшості енергопостачальних компаній вимірювання передбачено лише для периметру та юридичних споживачів. Тому вибір оптимального місця встановлення інтелектуальних приладів обліку є досить важливим для уточнення структури втрат електроенергії в ЕМ.

Результатом розв'язання задачі оптимального розташування приладів Smart Metering є кількість необхідних приладів, оптимальні місця їх встановлення та набір необхідних вимірюваних параметрів відповідно до поставленої мети та обраної цільової функції [45].

Оптимізація розміщення приладів Smart Metering може виконуватися для розв'язання таких задач [46]:

- 1) онлайн моніторинг розподільної електричної мережі;
- 2) визначення осередків та інтенсивності гармонічних спотворень;
- 3) моніторинг провалів напруги;
- 4) оцінювання електроспоживання;
- 5) підвищення спостережності електричної мережі.

Для розрахунку та аналізу втрат електроенергії в ЕМ, їх структурування з прив'язкою до часу та місця експлуатації та елементів мережі найбільш доцільною є оптимізація розміщення приладів Smart Metering з метою підвищення спостережності електричної мережі. Зважаючи на дороговартісність обладнання, кількість приладів Smart Metering зазвичай менша ніж мінімально необхідна для забезпечення спостережності електричної мережі та ефективного оцінювання її стану.

Критеріями оптимального місця встановлення нових точок вимірювання, може бути середньоквадратична похибка оцінки стану, спостережність

електричної мережі у випадку втрати точок вимірювань, спостережності у випадку відключення ліній, усунення помилкових вимірювань, мінімум інвестицій, тощо.

Аналіз вказаних методів та критеріїв наведено нижче.

### 1.3.1 Метод спрямованого спуску за критерієм мінімуму інвестицій

Метод та алгоритм його застосування для вибору оптимального розміщення за критерієм мінімуму інвестицій зі збереженням заданої точності оцінювання стану наведено у [46].

Проблема оптимізації може бути сформульована так. Мінімізувати індекс ефективності за певних системних обмежень. Індекс ефективності визначається імовірністю відмови вимірювального пристрою. Під час аналізу індексу ефективності оцінки стану вважається що система оцінює відхилення найменших квадратів у загальному вигляді.

Індекс ефективності оцінки стану може бути розраховано за виразом:

$$J = E[(y - \hat{y})^t \omega (y - \hat{y})],$$

де  $\omega$  – матриця вагових коефіцієнтів змінних стану  $y$ .

Цільова функція задачі оптимального розташування пристроїв Smart Metering із застосуванням індексу ефективності може бути сформульована так:

$$\text{Мінімізувати: } C(M) = \sum_{i=1}^m C_i,$$

$$\text{за умов: } J = E[(y - \hat{y})^t \omega (y - \hat{y})] \leq J_c,$$

де  $C_i$  – вартість встановлення  $i$ -го пристрою вимірювання;

$J_c$  – критичне значення індексу ефективності яке відповідає надмірній кількості точок вимірювання.



У процедурах мінімізації рівняння вимірювання  $z = h(x)$  визначено набором можливих точок встановлення вимірювань  $M$ . Різний вибір набору вимірювань  $M$  дає різні індекси ефективності та різні інвестиційні витрати.

Алгоритм спрямованого пошуку пропонується у такий вигляд:

- 1) Інтуїтивно обрати у першому наближенні систему вимірювання  $M$ , яка забезпечує спостережність електричної мережі.
- 2) Розрахувати індекс ефективності для обраної системи вимірювання. Якщо індекс ефективності перевищує критичне значення перейти до 3 кроку алгоритму, у іншому випадку перейти до 4 кроку.
- 3) Додати пристрій вимірювання у інформаційну систему використовуючи алгоритм додавання і перейти до кроку 5.
- 4) Вилучити пристрій вимірювання з інформаційної системи використовуючи алгоритм віднімання і перейти до кроку 5.
- 5) Перевірити циклічність алгоритму та кількість ітерацій. Якщо цикл замкнувся або кількість ітерацій більша ніж встановлене значення – закінчити пошук. У іншому випадку перейти до кроку 2.

Пропонований метод дає змогу обрати розташування пристроїв вимірювання таким чином, що забезпечується спостережність ЕМ за відмови будь якого одного з них. Отримане технічне рішення сприяє мінімізації обсягів інвестицій у вимірювальну систему та її надлишковості. Однак його застосування обмежується кількістю відмов засобів обліку, що враховуються у постановці задачі у вигляді ймовірності відмови засобів обліку.

### **1.3.2 Методи, що базуються на використанні коваріаційної матриці**

Метод розташування пристроїв вимірювання на основі використання коваріаційної матриці [46]-[49] використовує дисперсію похибок оцінки стану, як критерій оптимальності. Метод базується на мінімізації сліду матриці коваріації, тобто мінімізації суми елементів головної діагоналі матриці.

Алгоритм використання методу дозволяє знайти перелік вузлів з місцевою надмірністю у будь-якій спостережній частині електричної мережі та перелік

вимірювань, використання яких зменшує суму елементів головної діагоналі матриці коваріації.

Цільовою функцією для визначення місця розташування додаткового пристрою вимірювання є дисперсія похибок оцінки стану, що визначається коваріаційною матрицею. Коваріаційна матриця  $C$  є оберненою до матриці коефіцієнтів підсилення:

$$C = (H' R^{-1} H)^{-1},$$

де  $H$  – матриця Якобі;

$R$  – вектор коваріації вимірювань.

Вагові точки (найбільш впливові вимірювання) віддалені від більшості даних у факторному просторі регресії, означеному Якобіаном.

Найбільш впливові вимірювання визначаються з матриці чутливості  $S$ :

$$S = H(H' R^{-1} H)^{-1} H' R^{-1}.$$

Застосування методу пропонується у такій послідовності:

- 1) Отримання вхідних даних, що вміщують мережеві дані та вимірювання у реальному часі.
- 2) Оцінювання спостережності та визначення спостережної частини мережі.
- 3) Обчислення діагональних елементів коваріаційної матриці.
- 4) Визначення переліку вузлів з низькою місцевою надлишковістю.
- 5) Для вузлів з попереднього кроку визначити можливі варіанти додаткових вимірювань.
- 6) Обчислення нової коваріаційної матриці для кожного з можливих варіантів вимірювань кроку 5.
- 7) Перевірка впливовості обраних вимірювань (найбільша чутливість).
- 8) Якщо проаналізовано всі вузли, то включити обрані користувачем

вимірювання до інформаційної системи та перейти до кроку 2. У іншому випадку до кроку 5.

Використання запропонованого алгоритму демонструє, що додавання вимірювань покращує результати оцінювання стану. Алгоритм визначає спостережні частини ЕМ враховуючи, що кожна частина має унікальний розв'язок задачі оцінювання стану та перелік вимірювань для окремих змінних вектору стану.

Однак вартість встановлення пристрів вимірювання не береться до уваги. Іншим недоліком є низька точність визначення змінних вектору стану для нових вузлів примикання через малу кількість впливових вимірювань.

### 1.3.3 Методи нейронних мереж

Нейронна мережа може наблизити будь-яку нелінійну систему до бажаного ступеня точності або передбачити нестационарний процес, якщо ваги зв'язків (синапси) адаптивно змінюються під час онлайн-оновлення, і широко використовується в моделюванні нелінійності та динамічній ідентифікації систем через їх сильну здатність до навчання.

У [46], [48] було показано здатність нейронних мереж визначати схему системи вимірювання для онлайн оцінки стану ЕМ, відповідно до попередньо заданого індексу ефективності. Індекс ефективності оцінки стану обчислюється за допомогою коваріаційної матриці похибок отриманого вектору стану та часу необхідного для обчислень. Останнє має важливе значення для онлайн моніторингу та контролю.

Відповідно до вказаних індексів ефективності пропонується у якості входів нейронної мережі обрати розрахункову дисперсію похибки оцінки стану та час обробки даних.

У [47] показано ефективність нейронної мережі, що має таку структуру:

1. Перший шар (вхідний) вміщує кількість нейронів  $N_S + 1$ , де  $N_S$  – кількість станів системи, які являють собою варіанти розташування пристроїв вимірювання, необхідну точність оцінки стану та часу обробки даних.

Оцінка стану використовується для підготовки першого шару шляхом примноження станів за допомогою невідомих сполучних ваг.

2. Другий шар (прихований) вміщує кількість нейронів та нормально визначається дослідами порівняння, залежно від розміру системи, кількості вхідних/вихідних змінних та кількості навчальних вибірок.
3. Третій (вихідний) шар вміщує інформацію про необхідну кількість вимірювань, їх тип та місце розташування.

Мережа навчається за допомогою підготовлених в автономному режимі пар даних вводу-виводу та алгоритму навчання зворотного розповсюдження.

Недоліком такого методу є неможливість виявлення не якісних (втрачених) даних та необхідність перенавчання мережі для різних сценаріїв. Крім того суттєвим недоліком є нестабільність внаслідок лінеаризації та складності обчислення матриць Якобіана [48]-[52].

### 1.3.4 Методи лінійного програмування

Завдання методів лінійного програмування полягає у мінімізації кількості розташованих пристроїв вимірювання, що виключають надлишковість вимірювань у всій системі. Потім проблема розташування розширюється, включаючи звичайні вимірювання як кандидатів на розміщення. Крім того, та сама процедура може бути використана для визначення оптимальних місць розташування, коли враховується бажаний рівень локальної надмірності. Це дозволяє розробляти вимірювальні системи з різним ступенем вразливості проти втрати вимірювань та неправильних даних.

У [46], [53], [54] використано методи лінійного програмування для оптимального розташування вимірювальних пристроїв для забезпечення спостережності та її забезпечення після виходу з ладу ліній електропередачі.

У [46] передбачається застосування методу у два кроки. На першому кроці методами лінійного програмування визначають мінімально необхідну кількість вимірювань, що забезпечить спостережність без урахування виходу з ладу ліній електропередачі. На другому кроці, додається оптимальна кількість вимірювань

та їх тип для забезпечення спостережності після виходу з ладу однієї з віток електричної мережі.

Цільова функція для визначення мінімально необхідної кількості вимірювань:

Мінімізувати  $C^T y$ .

За обмежень  $Ay = z$  та  $y \geq 0$ ,

де  $C = [\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_m]$  – матриця вагових коефіцієнтів вимірювань;

$A = [H | -H | I | -I]$  де  $I$  матриця ідентичності;

$H$  – матриця Якобі;

$z$  – вектор вимірювань;

$y$  – вектор-матриця невідповідності фазових кутів.

Алгоритм першого кроку методу такий:

1. Присвоїти високу довірчу вагу наявним вимірюванням та включити всі можливі нові вимірювання для створення повного набору вимірювань.
2. Обчислити проектну статистику  $PS_i$  за розподілом хі-квадрат [55]. Проектна статистика використовується для ідентифікації ваги вимірювань та розподіляється приблизно відповідно до розподілу хі-квадратів. Тому ступінь використання даного вимірювання може бути визначено кількісно:

$$f_i = \frac{PS_i}{\chi_i}.$$

3. Присвоїти вагу можливим новим вимірюванням:

$$\omega_i = \frac{1}{s_i \times f_i},$$

де  $s_i$  – нормалізована вартість встановлення вимірювання.

4. Розв'язати задачу лінійного програмування використовуючи вагу вимірювань. Ті вимірювання, які приймають найменше абсолютне

значення, будуть важливими вимірюваннями.

Задача оптимального розташування вимірювань формуються як двійкова задача цілочисельного програмування:

Мінімізувати  $S^T x$ .

За обмежень  $Ax \geq 1$ ,  $x_i = 1$  або  $0$ ,

де  $S$  – нормалізована вартість встановлення;

$A$  – матриця яка пов'язує вітки схеми з додатковими вимірюваннями;

$x_i$  – двійковий вектор рішень.

$A_{ij}$  дорівнює 1, якщо вимірювання  $j$  є кандидатом на виключення вітки  $i$ , та інакше дорівнює нулю, а  $x$  – бінарний вектор розв'язку, елементи якого дорівнюють 0 або 1. Оптимальними кандидатами на додаткові вимірювання будуть ті вимірювання  $i$ , для яких  $x_i = 1$  у розв'язку.

### 1.3.5 Методи табу-пошуку

У [46], [56], [57] запропоновано використання методу табу-пошуку, що базується на алгоритмі сходження на вершину для розв'язання комбінаторної задачі оптимізації розташування точок вимірювання із врахуванням зміни конфігурацій електричної мережі.

У якості критерію використовується індекс спостережності. Табу-пошук використовується для максимізації індексу спостережності, який визначається за формулою:

$$PI = \det(A),$$

де  $A$  – матриця коефіцієнтів підсилення з оцінки стану.

Задача оптимізації :

$$F = \max F(x), x \in X,$$

де  $F$  – функція вартості (індекс спостережності);

$x$  – можливе рішення (табу-список);

$X$  – набір можливих рішень (набір варіантів табу-списків).

Кожен табу список складається з певної кількості вимірювань та оцінюється за попередніми результатами моделювання.

Алгоритм використання методу може бути таким:

1. Встановити початкові наближення ( $x_0$  та номер ітерації  $k=0$  і довжину табу-списка).
2. Визначити окіл рішення  $x_0$  і додати деякі вимірювання у поточний табу-список.
3. Встановити  $k=k+1$ , визначити  $\max F(x_k)$  у околі рішень.
4. Перервати алгоритм якщо  $x_k$  не змінилось, у іншому випадку перейти до кроку 2.

Основною перевагою застосування такого підходу є його швидкодія, однак стандартне відхилення для функції витрат буде значно більшим ніж з використанням інших методів пошуку. Крім того методи табу-пошуку можуть видавати неоптимальні рішення за певних розрахункових умов.

### 1.3.6 Генетичні алгоритми

Використання еволюційних алгоритмів пошуку, що використовуються для розв'язання задач оптимізації і моделювання шляхом послідовного підбору, комбінування і варіації шуканих параметрів з використанням механізмів схрещення подібних до біологічної еволюції у живій природі наведено у [46], [58], [59]. Вказані методи використовуються для розроблення оптимальної вимірювальної системи онлайн моніторингу ЕМ, з урахуванням змін у схемі нормального режиму.

Проблема оптимізації може бути сформульована таким чином:

Максимізувати  $f(x)$ .

За обмежень  $g(x)=0, h(x)\leq 0, x\in S$ ,

де  $f(x)$  – цільова функція;

$g(x)$  – обмеження у формі рівності;

$h(x)$  – обмеження у формі нерівності;

$x$  – вектор змінних;

$S$  – пошуковий простір.

Генетичні алгоритми використовується для досягнення компромісу між інвестиційною вартістю та надійністю процесу оцінювання стану за багатьох різних топологій схеми ЕМ. Це можливо завдяки формулюванню фітнес функції, яка мінімізує вартість вимірювальної системи до тих пір доки не з'являться критичні вимірювання.

Цільова функція може бути сформульована таким чином:

Мінімізувати ( $C_{\text{met}} + C_{\text{RTU}}$ )

За обмежень у вигляді показників продуктивності,

де  $C_{\text{met}}$  та  $C_{\text{RTU}}$  – вартість пристроїв вимірювання та віддалених терміналів які необхідно встановити.

Вимоги до продуктивності визначаються вимогами оцінювання стану.

Наведена цільова функція може бути розв'язана комбінаторними методами та придатною для застосування алгоритмів пошуку глобального екстремуму, таких як генетичні алгоритми.

Пропонована методологія розглядається в два етапи:

- 1) Декодування. Рішення оптимізаційної задачі генетичним алгоритмом потребує послідовного генерування поколінь особин, де кожне наступне покоління краще за попереднє. Елементи хромосом приймають бінарні значення, рівні 1 – коли пропонується встановлення пристрою вимірювання та 0 – у іншому випадку.
- 2) Фітнес функція. Значення фітнес функції необхідні для спрямування процесу пошуку генетичним алгоритмом. У [58] фітнес функція має вигляд:



$$FF = C_{met} + C_{RTU} + \sum_{i=1}^{NT} [(k_i * P_{obs}(i)) + (N_{Cm}(i) * P_{Cm}(i)) + (N_{mCs}(i) * P_{Cs}(i))],$$

де  $P_{obs}(i)$  – штраф, який застосовується до  $i$ -го не спостережного сценарію;

$NT$  – кількість топологій що розглядається;

$k_i$  – умови топологічного варіанту;

$N_{Cm}(i)$  – кількість критичних вимірювань;

$P_{Cm}(i)$  – штраф, що застосовується коли критичні вимірювання виявлено;

$N_{mCs}(i)$  – загальна кількість вимірювань;

$P_{Cs}(i)$  – штраф, що застосовується коли виявлено критичний набір.

Гнучкість фітнес функції сприяє зменшенню інвестицій завдяки частковому виконанню некритичних обмежень.

Відповідно до проведеного аналізу кожен із методів визначення оптимального місця встановлення вимірювальних пристроїв має певні переваги та дає прийнятні результати для створення інформаційної системи, що забезпечує спостережність ЕМ у нормальному та післяаварійних режимах.

З огляду на поставлені задачі дослідження для подальшого розгляду доцільним є розробка та розвиток методів, що враховують топологію електричної мережі та взаємозв'язки її режимних параметрів, чутливість точок вимірювання до зміни навантаження, аналогічно до методів з використанням коваріаційної матриці та матриці Якобі. Крім того, необхідно врахувати технічні параметри обладнання електричної мережі, готовність ТП до впровадження Smart Metering, що можливо із застосуванням методів багатокритеріального аналізу та аналізу чутливості.

#### **1.4 Шляхи та методи підвищення спостережності розподільних електричних мереж**

Як було зазначено вище, у розподільних електричних мережах основним джерелом вимірювань є АСКОВЕ. Відповідно до концепції побудови таких систем

для побуту і сфери послуг АСКОВ є ієрархічною системою [60]. Вона забезпечує автоматизований облік електричної енергії на основі даних безпосередньо від лічильників і/або вимірювальних перетворювачів електричної енергії. Основною метою створення АСКОВ є вирішення питань фінансових взаєморозрахунків на основі точної й оперативної інформації, а також вирішення питань підвищення ефективності, енергозбереження і раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів.

Відповідно до [60], база даних АСКОВ повинна містити:

- значення сумарної спожитої енергії;
- значення сумарної спожитої енергії для кожної тарифної зони;
- значення усередненої потужності відповідно до заданого періоду інтегрування;
- значення максимальної потужності періоду інтегрування протягом доби, місяця;
- значення максимальної потужності періоду інтегрування для кожної тарифної зони протягом доби, місяця;
- значення спожитої енергії за поточні й минулі облікові періоди – добу, місяць;
- графік навантаження відповідно до заданого періоду інтегрування;
- значення спожитої енергії для кожної тарифної зони за поточні й минулі облікові періоди – добу, місяць;
- інформацію про події, пов'язані із позаштатними ситуаціями та ін.

Таким чином, наявність повної інформації у базі даних АСКОВ для всієї розподільної електричної мережі може забезпечити її спостережність для розв'язання технічних, зокрема експлуатаційних, задач.

Однак на сьогоднішній день у більшості енергопостачальних компаній АСКОВ встановлюється лише у точках комерційного обліку перетікань від/до сусідніх електричних мереж та юридичних споживачів. Також, для балансування електроенергії у районних електричних мережах вимірювальні засоби технічного обліку передбачено на головних ділянках фідерів, що відходять від підстанцій

110–35 кВ. Таким чином, для фідерів розподільних електричних мереж спостережність забезпечується лише у випадку електропостачання юридичних осіб.

У випадку електропостачання фізичних осіб у більшості випадків облік електроенергії проводиться з використанням традиційної системи. Звітним періодом в подібних системах є календарний місяць, а збір показників проводиться за участі персоналу служби комерційного обліку електроенергії розподільних електричних мереж або споживачів. Такий спосіб збору й оброблення комерційних вимірів є джерелом помилок і спотворень комерційних даних. Крім того, агрегування інформації призводить до складності адекватного оцінювання структури балансу електроенергії та виділення неефективних підсистем та елементів електричних мереж.

Додатковим джерелом інформації про споживання електроенергії є білінгові системи енергопостачальних організацій. У них зберігаються інформація про споживання точок продажу за обліковий період.

Оскільки інформаційне забезпечення фінансових взаєморозрахунків розподільних електричних мереж ґрунтується на даних обліку, отриманих із різних джерел з різним ступенем достовірності, зростає комерційна складова втрат електроенергії.

З метою створення належного інформаційного забезпечення та підвищення достовірності інформації про облік електроенергії, в роботі [35] запропоновано використовувати усереднені за часом та сукупністю електроприймачів типові графіки навантаження (ТГН). Для кожного ТГН зазначено перелік кодів споживачів згідно категорій видів економічної діяльності (КВЕД), що дозволяє визначати для конкретного споживача відповідний ТГН. Використання категорій видів економічної діяльності у білінговій системі дозволить зіставляти інформацію щодо електроспоживання за період інтегрування з його ТГН.

Типові графіки подаються у вигляді погодинних характеристик математичного очікування та середньоквадратичного відхилення активного й

реактивного навантажень, а також характеристики коефіцієнту кореляції активного й реактивного навантажень (рис. 1.3).

Математичне очікування навантаження нормується відносно максимального значення і подається у відсотках. Таким чином, ТГН дає змогу розкласти значення сумарної спожитої енергії за обліковий період до вигляду погодинного графіка імовірного навантаження, доповнюючи інформаційне забезпечення для вирішення технічних задач.

Традиційно ТГН використовувались під час електричних розрахунків для проектування електричних мереж, складання балансу потужності, а також для оцінювання технологічних витрат електроенергії, пов'язаних з її транспортуванням та розподілом електричними мережами.

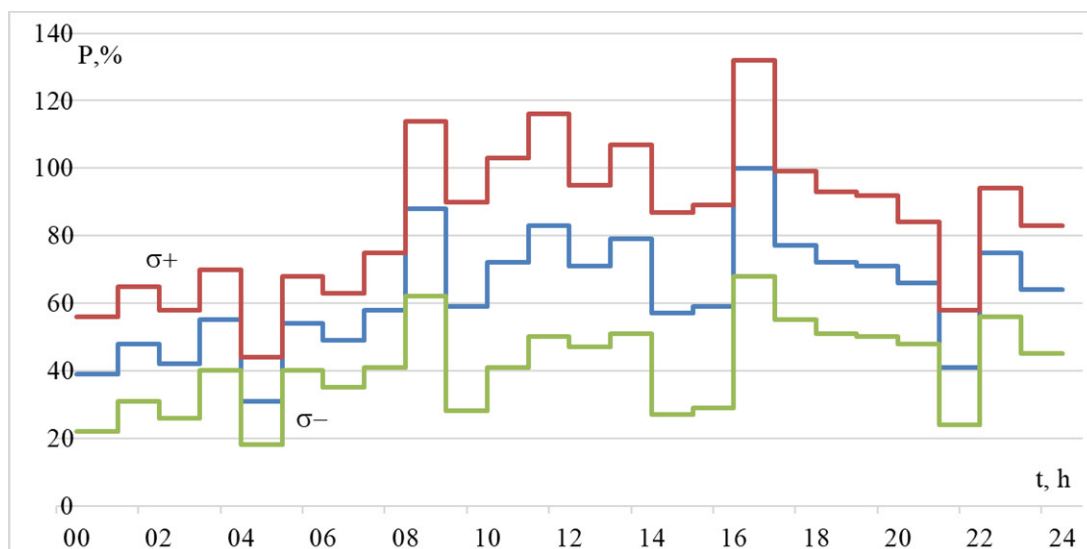


Рисунок 1.3 –Типовий графік електричних навантажень

Отримані у такий спосіб графіки навантаження є залежностями осереднених значень з заданими середньоквадратичними відхиленнями. Тому пряме їх використання у розрахунках разом з детермінованими параметрами та результатами вимірювань з заданою точністю є некоректним і може призводити до зниження адекватності результатів. Для адаптації даних необхідно застосовувати додаткові заходи з узгодження, що використовують властивості розподільних мереж, базуються на електротехнічних розрахунках та забезпечують

мінімізацію похибок відтворення режимних параметрів й інтегральних показників.

### **1.5 Адекватність структури балансу електроенергії розподільних електричних мереж. Постановка задачі дослідження**

Основним методом аналізу енергоефективності розподільних ЕМ за розрахунковий період є оцінювання балансу електроенергії.

Структура балансу електроенергії – система показників за календарний (розрахунковий) період, яка складена на підставі показів розрахункових засобів обліку та характеризує сумарні (із розбивкою на кожному ступені напруги) значення надходження, віддачі, трансформування електроенергії, а також структури звітного значення технологічних витрат електроенергії в електричних мережах (ЗЗТВЕ) [1].

Точність оцінювання ЗЗТВЕ для енергопостачальної компанії в цілому виявляється прийнятною, оскільки забезпечується достатньою точністю приладів обліку на межі балансової належності та адекватністю алгоритмів компенсації неодночасності реєстрації показників абонентських приладів обліку у білінговій системі ЕК. Похибки, що пов'язані з недосконалістю систем обліку, випадками необлікованого відпуску електроенергії, несинхронністю реєстрації надходження й корисного відпуску електроенергії, зміною схем електропостачання електромереж та іншими факторами, «розчиняються» у значних обсягах надходження енергії і не призводять до відчутного погіршення адекватності [13]. Однак, у структурі балансу складно виокремити комерційні та технічні втрати із загальних звітних витрат електроенергії по ЕК.

Тому складання такої структури є обов'язковим для електропередавальних організацій незалежно від форм власності та відомчої належності, які мають у власності або користуванні на визначених законом підставах локальні електричні мережі і отримали ліцензію на право здійснення підприємницької діяльності з

передачі електроенергії. В загальному вигляді структура має вигляд показаний на рис.1.4.

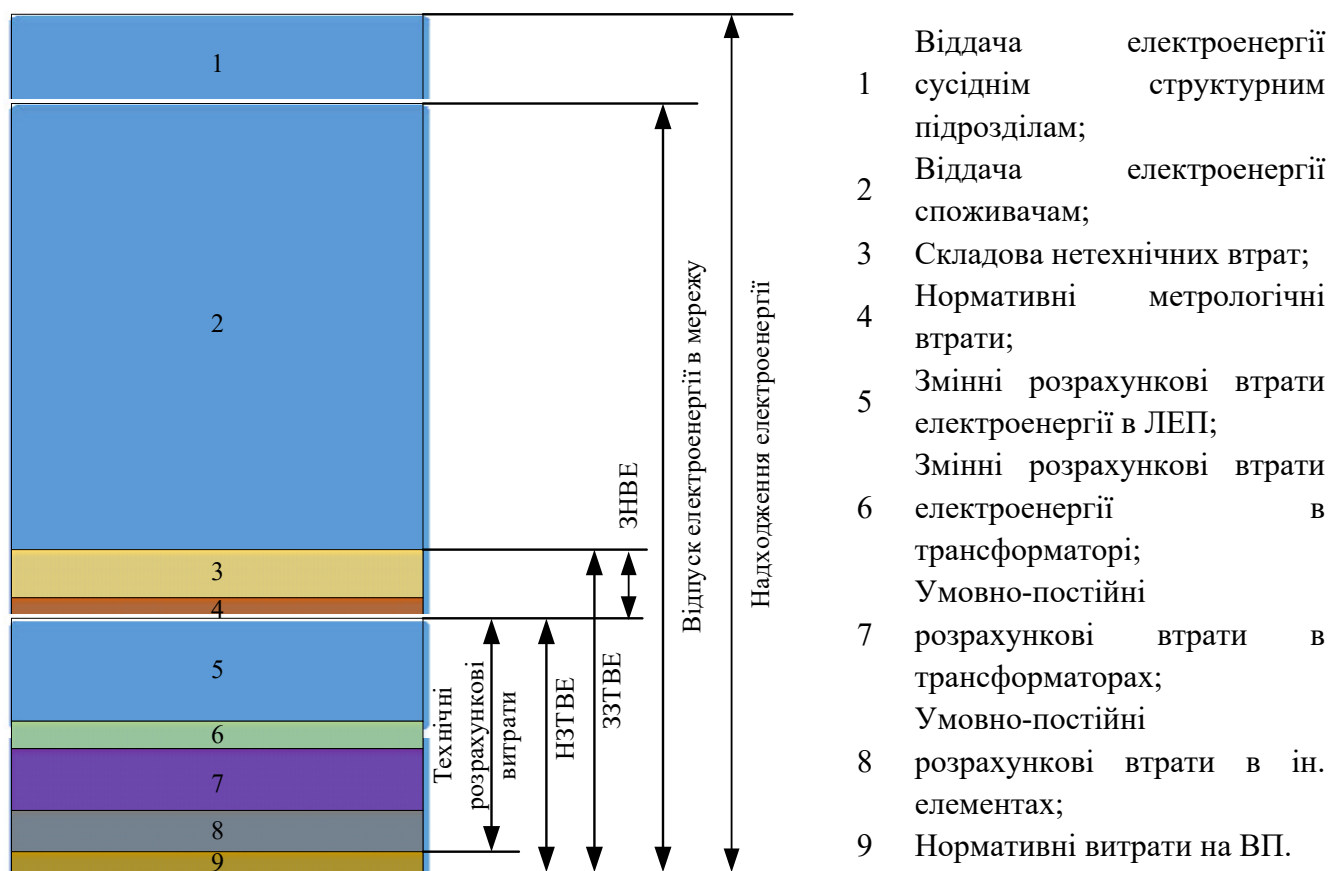


Рисунок 1.4 – Структура балансу електроенергії в загальному вигляді

Значення окремих потоків надходження та віддачі електроенергії отримують шляхом вимірювання кількості електроенергії розрахунковими засобами обліку. Їх сумарні значення обчислюють на підставі значень, що містять первинні звітні документи (акти про складання балансу електроенергії на підстанціях) та акти про використану електричну енергію споживачами, складання яких передбачені відповідно до «Інструкції про порядок комерційного обліку електричної енергії» та «Правил користування електричною енергією».

Значення технологічних витрат електроенергії в ЕМ визначається за показами засобів обліку електроенергії як різниця між сумою надходження і віддачі електроенергії. Однак, значення, отримані під час вимірювання,

визначаються з похибкою, яка залежить від технічних характеристик та умов роботи розрахункових засобів обліку електроенергії. Ці значення також можуть бути обчислені з помилками, що виникають внаслідок неправильного зчитування показів лічильника, або через застосування хибних значень коефіцієнтів трансформації вимірювальних трансформаторів струму та напруги.

Як видно із рис. 1.4 ЗЗТВЕ вміщує в собі інші складові структури балансу електроенергії – нормативне значення технологічних витрат електроенергії в електричних мережах (НЗТВЕ) та значення нетехнічних втрат електроенергії (ЗНВЕ), які визначаються розрахунковим шляхом. НЗТВЕ та ЗНВЕ є взаємопов'язаними величинами. Тому від точності визначення НЗТВЕ залежить розрахункова величина складової нетехнічних втрат електроенергії, обумовлена заниженням (завищенням) віддачі електроенергії споживачам.

Таке заниження (завищення) виникає:

- через несанкціоновані відбори електроенергії та помилки під час обчислення обсягу постачання електроенергії і виписування платіжних документів;
- з технічних причин, а саме внаслідок роботи розрахункових засобів обліку з похибками вимірювань, що перевищують їх нормовані значення;
- з технологічних причин, що прив'язані з процедурою формування значення віддачі електроенергії споживачам, а саме: внаслідок обчислення обсягу постачання електроенергії споживачам за фактичною оплатою з використанням роздрібних цін на електроенергію без виписування платіжних документів; використання під час виписування платіжних документів за розрахунковий місяць усереднених значень без зняття у цьому розрахунковому періоді фактичних показів розрахункових засобів обліку електроенергії; неодночасного зняття показів розрахункових засобів обліку та наявності сезонної складової.

Таким чином підвищення точності розрахунку нормативних значено ТВЕ у структурі балансу призведе до уточнення структури балансу, до виявлення нетехнічних втрат електроенергії та дасть можливість більш точно планувати

організаційні та технічні заходи з підвищення енергоефективності розподільних ЕМ [13].

Для отримання інженерної точності розрахунку нормативних значень ТВЕ необхідно забезпечити спостережність розподільної електричної мережі, що можливо шляхом насичення її пристроями вимірювання Smart Metering.

Однак, висока вартість пристроїв Smart Metering та необхідність великої кількості точок вимірювань змушують електропостачальні організації обмежувати впровадження Smart Metering з метою зменшення інвестицій.

Основними шляхами вирішення вказаної проблеми (див. п.п.1.2) є застосування математичного апарату оцінки стану електричної мережі, визначення оптимальної кількості пристроїв вимірювання, використання псевдовимірювань, тощо.

Підвищення точності визначення НЗТВЕ дозволить визначити поелементну структуру втрат з прив'язкою до часу експлуатації, а також аналізувати локальні осередки втрат електроенергії, виявляти елементи зі збільшеним електроспоживання та планувати необхідні електроощадні заходи.

Виходячи з наведеного вище, основними задачами дослідження є:

- розроблення методу підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering, агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та псевдовимірювань;

- розроблення методу визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості у особливо критичних точках вимірювання;

- розроблення методу узгодження псевдовимірювань для підстанцій розподільних мереж, що забезпечують живлення різнотипних абонентів, а також прийом електроенергії від розосереджених джерел енергії зі співмірною встановленою потужністю;

- розроблення алгоритму використання методу визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering;



– перевірка працездатності розроблених методів та адекватності результатів оцінки параметрів режиму розподільних ЕМ з використанням натурного експерименту.

Розв’язання наведених вище задач дослідження дозволить обґрунтовано розвивати інформаційну структуру розподільних ЕМ із застосуванням технології Smart Metering та визначати оптимальну послідовність впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering (у особливо критичних точках вимірювання) в умовах обмеженого фінансування.

## **1.6 Висновки по розділу 1**

1. Прилади Smart Metering є одними із найважливіших елементів Smart Grid. Застосування інформації накопиченої системами Smart Metering забезпечує спостержність розподільної ЕМ завдяки використанню вимірних графіків електроспоживання. Однак, через необхідність встановлення великої кількості вимірювальних приладів, складність реалізації їх часової синхронізації, значну вартість апаратного забезпечення та складність забезпечення надійності комунікаційної мережі впровадження таких системи у розподільних електричних мережах є проблематичним.

2. Проблеми застосування Smart Metering у розподільних електричних мережах пов’язані з необхідністю розв’язання задач синхронізації інформації про виміряні режимні параметри, відновлення інформації. Для розв’язання цих задач використовуються підходи спільною вимогою яких є наявність не втрачених даних. Перспективним є застосування комбінованого підходу методів оцінки стану для часової синхронізації інформації та застосування типових графіків електричних навантажень для відновлення агрегованої у часі інформації про перетікання електроенергії.

3. Вибір оптимального місця розташування приладів вимірювання Smart Metering виконується для розв’язання задач моніторингу параметрів електричної мережі, оцінювання електроспоживання та підвищення спостережності

електричної мережі. Для розрахунку та аналізу втрат електроенергії в ЕМ, їх структурування з прив'язкою до часу та місця експлуатації та елементів мережі найбільш доцільною є оптимізація розміщення приладів Smart Metering з метою підвищення спостережності електричної мережі.

4. З метою створення належного інформаційного забезпечення та підвищення достовірності інформації про облік електроенергії в роботі доцільно перевірити можливість використання усереднених за часом типових графіків навантаження. Для адаптації даних необхідно застосовувати додаткові заходи з узгодження, що використовують властивості розподільних мереж, базуються на електротехнічних розрахунках та забезпечують мінімізацію похибок відтворення режимних параметрів й інтегральних показників.

5. Розв'язання поставлених у роботі задач дослідження дозволить обґрунтовано розвивати інформаційну структуру розподільних ЕМ із застосуванням технології Smart Metering та визначати оптимальну послідовність впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering (у особливо критичних точках вимірювання) в умовах обмеженого фінансування.

Результати досліджень, що наведені у даному розділі, опубліковано в [11]-[15].

## РОЗДІЛ 2

### ОЦІНКА СТАНУ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВИКОРИСТАННЯМ SMART METERING

#### 2.1 Оцінка стану розподільної електричної мережі за різної повноти вхідних даних

##### 2.1.1 Постановка задачі оцінки стану розподільної електричної мережі

Завдання статичного оцінювання стану (ОС) полягає у оцінюванні комплексних значень фазних напруги (стани) на шинах вузлів розподільної електричної мережі. У якості вхідних даних використовується інформація про виміряні параметри режиму, наприклад перетікання потужності, величини напруги та струмів, а також інформація про стан вимикачів, параметрів ліній електропередачі, трансформаторів, конденсаторів та реакторів. Типи вимірювань, місце їх розташування та точність змінюються залежно від кожної топології електричної мережі [61].

Найчастіше використовують такі типи вимірювань:

1. Перетікання – потоки активної та реактивної потужностей, виміряні у лініях електропередачі або на вводах трансформаторів.
2. Задаючі потужності вузлів - повне генерування активної та реактивної потужності на системних шинах.
3. Значення напруги - вимірюються на системних шинах.
4. Значення струмів - струми, виміряні у лініях електропередачі або на вводах трансформаторів.

Крім виміряних параметрів використовують також додаткові величини, які доповнюють інформаційну модель для підвищення ефективності оцінки стану:

1. Віртуальні вимірювання - значення вимірювань, які відомі через обмеження на параметри режиму. Найбільш вживаними віртуальними вимірюваннями є напруги базисних вузлів.

2. Псевдовимірювання - значення вимірювань, які прогнозуються на основі статистичних даних для наповнення множини вимірювань у слабо контрольованих місцях. Прикладами таких вимірювань є: прогнозовані навантаження або прогнозовані графіки видачі потужності генерування на шинах генераторів.

На рис. 2.1 показано діаграму функціональних залежностей між блоками оцінки стану. Для отримання оцінки стану передбачається попередня фільтрація даних для виявлення та усунення вимірювань, які явно помилкові (негативні значення напруги, потужність потоків виходить за межі діапазону, тощо). Паралельно з фільтрацією виконується аналіз топології електричної мережі та будується математична модель електричної мережі. Математична модель доповнюється статистичними даними з бази даних статистики та виокремлюються неспостережні ділянки електричної мережі.

Перевірена та доповнена модель використовується у процедурі виявлення стану, який найкраще відповідає заданому набору режимних параметрів та її топології з урахуванням точності наявних вимірювань. Додатково виконується виявлення та аналіз помилок. Якщо кількість помилок не перевищує допустимої, то їх можна виявити та усунути. Отримані результати передаються для відображення.

Сучасні засоби оцінки стану також здатні виявляти топологічні помилки та уточнювати значення сумнівних режимних параметрів.

Підсумовуючи, можна сказати, що оцінка стану служить великомасштабним фільтром між віддаленими вимірюваннями та програмами вищого рівня.

### **2.1.2 Математична модель оцінки стану мережі та якості вимірювань**

Статична функція ОС використовується для моніторингу роботи системи під час нормальної роботи, коли система знаходиться в псевдостационарному стані, реагуючи на повільно мінливе навантаження та генерування мережі. З огляду на дану модель, всі наявні типи вимірювань можуть бути виражені як функція параметрів режиму електричної мережі у вигляді вектора стану. Ці

вирази нелінійні і не враховують можливих помилок через невизначеність параметрів мережі, помилки вимірювання або шум, які можуть мати місце в телекомунікаційних системах.

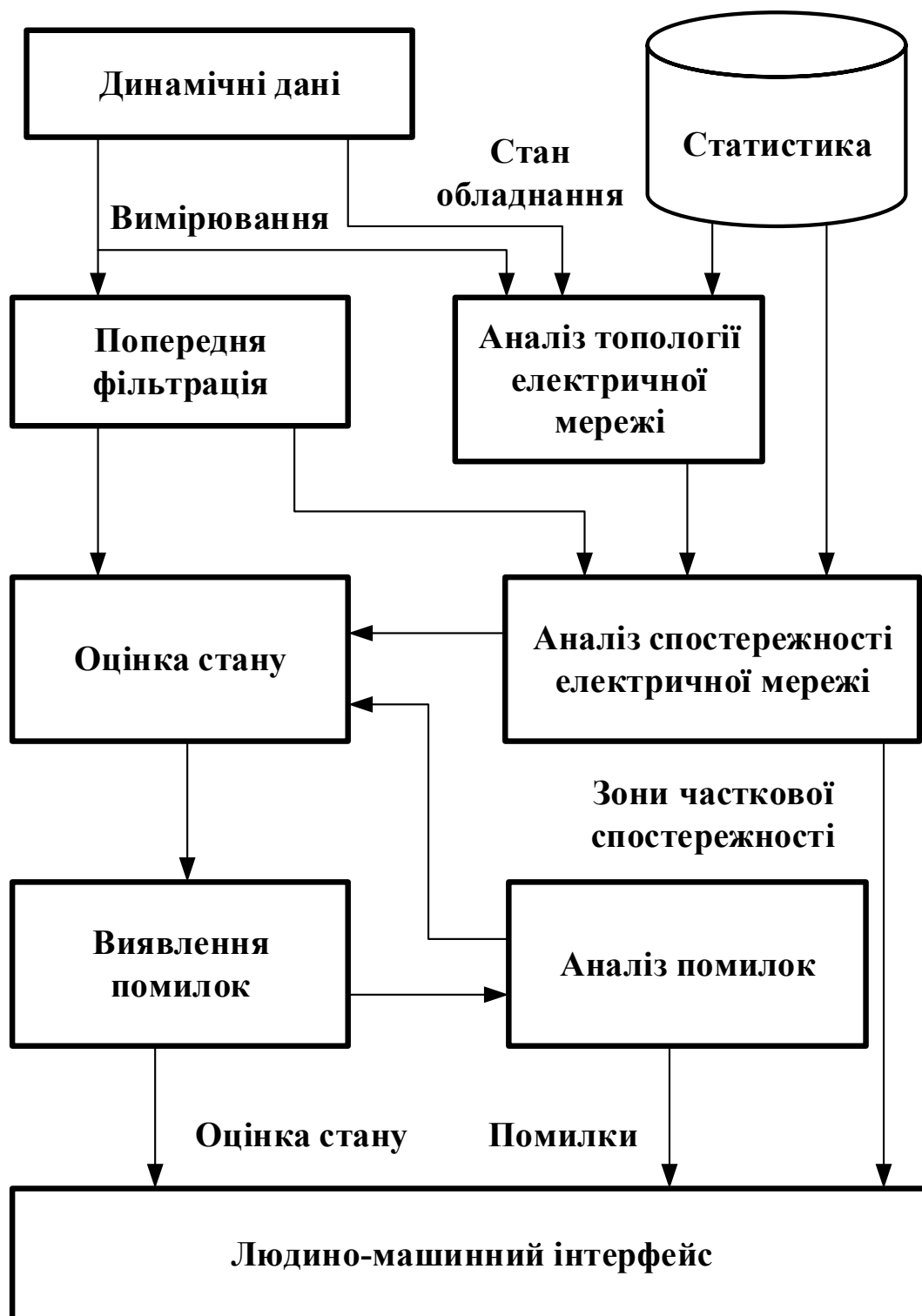


Рисунок 2.1 – Функціональні залежності та обмін даними між блоками оцінки стану

Розглянемо вектор  $\mathbf{z}$ , що містить набір вимірювань, які можна перерахувати у параметри режиму [61]:

$$\mathbf{z} = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} = h(x) + e, \quad (2.1)$$

де  $\mathbf{h}^T = [h_1(x), h_2(x), \dots, h_m(x)]$ ;

$h_i(x)$  – нелінійна функція, що пов’язує вимірювання  $i$  та змінну вектора стану  $x$ ;

$\mathbf{x}^T = [x_1, x_2, \dots, x_m]$  – вектор стану системи;

$\mathbf{e}^T = [e_1, e_2, \dots, e_m]$  – вектор похибок вимірювання.

Вектор стану зазвичай будується в розширеному вигляді, де декартові або полярні координати використовуються для представлення кожної складової змінної стану (напруга шин) двома її окремими компонентами – дійсною та уявною складовою, або модулем та фазою. Аналогічно, вектор вимірювання буде містити реальні записи  $z_i$ , що відповідають перетіканням активної чи реактивної потужності та генеруванню вузла, або величині фазових напруг чи струмів.

Зазвичай у якості змінних стану  $x_i$  приймають модуль  $U_i$  та фазний кут  $\delta_i$  напруги у незалежних вузлах електричної мережі. Вимірюваними параметрами в ЕМ є модулі напруги у окремих вузлах  $U_i^B$ , активні  $P_i^B$  та реактивні  $Q_i^B$  потужності у вузлах навантаження та генерування, що оснащені засобами АСКОВЕ, активні  $P_j^B$  та реактивні  $Q_j^B$  потужності, що протікають у ЛЕП, оснащених засобами телевимірювання.

Функції  $h_i(x)$  які пов’язують вимірювання  $\mathbf{z}$  із вектором стану  $\mathbf{x}$  є функціями математичної моделі електричної мережі та її параметрів мають такий вигляд у полярних координатах:

для вимірювань потужності у вузлах:

$$P_i = U_i \sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}),$$

$$Q_i = U_i \sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}), \quad i = 1, 2, \dots, N,$$

для вимірювань перетікань потужності у вітках:

$$P_{ij} = U_i U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) - G_{ij} U_i^2,$$

$$Q_{ij} = U_i U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) + U_i^2 (B_{ij} - b_{s,ij}).$$

Під час розрахунку застосовуються такі припущення:

- Похибки розподіляються відповідно до нормального закону розподілу.
- Математичне очікування значення всіх похибок дорівнюють нулю, тобто  $E(e_i) = 0, i = 1, \dots, m$ .
- Похибки незалежні, тобто математичне очікування добутку похибок рівне нулю, тобто  $E(e_i e_j) = 0$ . Отже, коваріація похибок розраховується за виразом:  $\text{Cov}(e) = E[e \cdot e^T] = R = \text{diag}\{\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2\}$ .

Стандартне відхилення  $\sigma_i$  кожного  $i$ -го вимірювання розраховується таким чином, щоб відображати очікувану точність використаного пристрою вимірювання. У [62] запропоновано розраховувати стандартне відхилення вимірювання приладом таким чином:

$$\sigma_i = 0,0067 S_i + 0,0016 \cdot FS_i, \quad (2.2)$$

де

$$S_i = \begin{cases} \sqrt{P_{km}^2 + Q_{km}^2} & \text{для вимірювання перетоку вітки } k - m, \\ \sqrt{P_k^2 + Q_k^2} & \text{для вимірювання потужності вузла } k, \\ |V_k| & \text{для величини напруги в } k; \end{cases}$$

$FS_i$  = поділка шкали вимірювача.

Формулювання проблеми оцінки стану базується на концепції максимальної правдоподібності яка використовує певні припущення.

Перше припущення полягає в тому, що помилки розподіляються за нормальним законом розподілу. Випадкова величина  $z$  має нормальний розподіл, якщо її густина ймовірності -  $f(z)$ , задається наступним чином:

$$f(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{1}{2}(z-\mu)/\sigma^2}, \quad (2.3)$$

де  $z$  - випадкова величина;

$\mu$  – математичне очікування величини  $z$ ,  $\mu = E(z)$ ;

$\sigma$  – стандартне відхилення  $z$ .

Перехід до відносних одиниць, дає можливість узагальнити функцію, представивши її у вигляді нормального закону розподілу, ( $u$ ).

Задамо  $u = (z - \mu) / \sigma$ , тоді  $E(u) = 0, \text{Var}(u) = 1, 0$  :

$$\Phi(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-u^2/2}. \quad (2.4)$$

Друге припущення полягає у тому, що очікуване значення помилок, рівне нулю.



Третє припущення передбачає, що загальну функцію густини ймовірності набору вимірювань  $m$  можна розрахувавши, просто взявши добуток окремих розподілів, що відповідають кожному вимірюванню. Тоді, результуюча цільова функція  $f_m(z)$  для  $m$  вимірювань, буде функцією правдоподібності:

$$f_m(z) = f(z_1)f(z_2)\dots f(z_m). \quad (2.5)$$

Для спрощення обчислень застосовується заміна функції правдоподібності її логарифмом, який називається узагальненою логарифмічною функцією правдоподібності та позначається  $L$ . Функція  $L$  виражається як:

$$L = \log f_m(z) = \sum_{i=1}^m \log f(z_i) = -\frac{1}{2} \sum_{i=1}^m \left( \frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i} \right)^2 - \frac{m}{2} \log 2\pi - \sum_{i=1}^m \log \sigma_i. \quad (2.6)$$

Максимізація (2.5) та (2.6) дасть однаковий оптимальний варіант, що пояснюється монотонно зростаючим характером логарифмічної функції. Отже, максимальну правдоподібність стану  $x$  можна знайти, максимізувавши правдоподібності для заданого набору спостережень  $z_1, z_2, \dots, z_m$ . Тоді задача оптимізації може бути сформульована таким чином:

$$\text{Max}(\log f_m(z)), \text{ або } \text{Min} \left( \sum_{i=1}^m \left( \frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i} \right)^2 \right). \quad (2.7)$$

Введемо позначення, що залишки вимірювання визначаються за виразом:

$$r_i = z_i - E(z_i),$$

де математичне очікування величини  $E(z_i) = h_i(x)$  і  $h_i$  - нелінійна функція, що пов'язує вектор стану системи  $x$  з  $i$ -м вимірюванням.

Використовуючи задані позначення та визначені змінні, формулювання максимальної правдоподібності можна переписати як оптимізаційну задачу у вигляді:

$$\begin{aligned} & \text{мінімізувати } \sum_{i=1}^m W_{ii} r_i^2, \\ & \text{за умов } z_i = h_i(x) + r_i, i = 1, \dots, m. \end{aligned}$$

Зворотні стандартні відхилення кожного  $i$ -го вимірювання позначаються, як  $W_{ii} = R_{ii}^{-1} = \sigma_i^{-2}$ . Їх можна розглядати як значення вагових коефіцієнтів, присвоєні окремим вимірюванням. Більші значення призначаються для точних вимірювань з невеликою дисперсією і менші вагові коефіцієнти для вимірювань з великими невизначеностями.

Зауважимо, що визначення цільової функції в даній задачі оптимізації безпосередньо впливає з вибору функції ймовірності. Отже, відхилення у виборі припущень щодо статистичних властивостей помилок вимірювань призведуть до різних формулювань та рішень максимальної правдоподібності.

Для формування вектору стану  $x$  можна використовувати нескінченну кількість комбінацій значень змінних, однак практичну цінність має така комбінація, що забезпечує мінімізацію абсолютних значень вектора похибок вимірювання  $e$ . Виходячи з цього, цільова функція задачі визначення вектору стану ЕМ у загальному вигляді [61]-[69]:

$$J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{[z_i - h_i(x)]^2}{\sigma_i^2} = [z - h(x)]^T W [z - h(x)] \rightarrow \min, \quad (2.8)$$

де  $\sigma$  – стандартне відхилення кожного вимірювання;

$W = \text{diag}[\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2]^{-1}$  – обернена діагональна матриця очікуваних (оцінених) середньоквадратичних відхилень окремих вимірювань.

Рішення вищевказаної задачі оптимізації виконується за допомогою методу найменших зважених квадратів (ОНЗК) для  $x$  [61] .

Для цього у рішенні повинні бути задоволені наступні умови оптимальності першого порядку,

$$\frac{\partial J}{\partial x} = 0 \Rightarrow H^T(x)W[z - h(x)] = 0 \quad (2.9)$$

де  $H(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x}$  – це  $m \times n$  матриця Якобіана від вектора  $h(x)$ .

Мета - отримати вектор  $x$ , що задовольняє нелінійне рівняння (2.9). Найефективніший спосіб зробити це полягає у застосуванні ітераційного процесу Ньютона – Рафсона (НР), який квадратично сходиться до рішення. Нехтуючи тими складовими, які містять похідні другого порядку  $h(x)$ , лінійна система, що включає  $n$  рівнянь, які необхідно розв’язувати при кожній ітерації, має вигляд:

$$G(x^k)\Delta x^k = H^T(x^k)W[z - h(x^k)] \quad (2.10)$$

де  $k$ - номер ітерації, тоді:

$$G(x) = H^T(x)WH(x) \quad (2.11)$$

відома як матриця посилення. Якщо матриця  $H$  має повний ранг, то отримана симетрична матриця  $G$  є позитивно визначеною, а система рівнянь 2.10 має єдине

рішення. Після розв'язання системи рівнянь вектор стану оновлюється і процес повторюється:

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^k. \quad (2.12)$$

Вирази для розрахунку елементів Якобіана, що відповідають вимірним потужностям у вітках та вузлах зібрані в таблиці 2.1. Елементи рядка, що відповідають вимірюванню напруги (величина або фазовий кут) всі нульові, за винятком стовпця, пов'язаного з вимірюваною змінною, який задається одиницею у разі застосування відносних одиниць.

Таблиця 2.1 – Елементи матриці Якобі, що відповідають похідним за кожного змінною для потужності вузлів та віток

| Похідна                                  | Вираз для визначення                                                                       | Похідна                                     | Вираз для визначення                                                                  |
|------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| $\frac{\partial P_i}{\partial U_i}$      | $\sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) + U_i G_{ii}$        | $\frac{\partial P_{ij}}{\partial U_i}$      | $U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) - 2 G_{ij} U_i$              |
| $\frac{\partial P_i}{\partial U_j}$      | $U_{ij} (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij})$                               | $\frac{\partial P_{ij}}{\partial U_j}$      | $U_i (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij})$                             |
| $\frac{\partial Q_i}{\partial U_i}$      | $\sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij}) - U_i B_{ii}$        | $\frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_i}$      | $U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) + 2 U_i (B_{ij} - b_{ij}^p)$ |
| $\frac{\partial Q_i}{\partial U_j}$      | $U_{ij} (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij})$                               | $\frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_j}$      | $U_i (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij})$                             |
| $\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i}$ | $\sum_{j=1}^N U_i U_j (-G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij}) - U_i^2 B_{ii}$ | $\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i}$ | $U_i U_j (-G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij})$                        |
| $\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j}$ | $U_i U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij})$                              | $\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j}$ | $U_i U_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij})$                         |
| $\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i}$ | $\sum_{j=1}^N U_i U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) - U_i^2 G_{ii}$  | $\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_i}$ | $U_i U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij})$                         |
| $\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j}$ | $-U_i U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij})$                             | $\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_j}$ | $-U_i U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij})$                        |

Особливістю розподільних мереж є недостатність вектору спостереження  $z$ . Тобто, використовуючи суто виміряні параметри (див. п.п.1.3) не вдається ідентифікувати стан ЕМ, адже задача (2.3) не має розв'язків. Доповнення вектору  $z$  інформацією з типових графіків навантаження (псевдовимірами) для вузлів ЕМ, дозволить залучити ресурси наявних засобів вимірювання та моніторингу для забезпечення спостережності електричної мережі без додаткових фінансових витрат.

## **2.2 Метод підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань**

Відповідно до проведеного аналізу (див п.п.1.2.1) для подальшого дослідження пропонується підвищення спостережності розподільної електричної мережі шляхом застосування типових графіків електричних навантажень для відновлення агрегованої у часі інформації білінгової підсистеми про облік електроенергії. Для електричних мереж зі значною інтеграцією відновлюваних джерел енергії пропонується використання графіка генерування відповідно до типового метрологічного року або прогнозованого графіка генерування [7], [8], [10]. Це дозволить підвищити спостережність розподільних електричних шляхом наповнення розрахункової моделі оцінки стану псевдовимірюваннями за мінімальної кількості встановлених пристроїв Smart Metering.

### **2.2.1 Використання типових графіків електричних навантажень для підвищення спостережності розподільної електричної мережі**

Типовий графік навантаження – усереднений за часом та набором електроприймачів графік навантаження, аналогічних за режимом роботи споживачів. Навантаження типового графіка, як правило, нормується відносно максимальної величини і надається у відсотках. Традиційно ТГН використовувались під час електричних розрахунків для складання балансу потужності, проектування електричних мереж, а також при розрахунках

технологічних витрат електроенергії на її передачу та розподіл електричними мережами [35].

На сьогодні в умовах балансуючого ринку електроенергії і електропостачання за двосторонніми договорами при плануванні режимів ЕЕС на наступну добу ТГН мають суттєве значення. Відповідальність за баланс електроенергії в ЕЕС і його підтримування перекладається на всіх учасників щодо складання добових графіків споживання електричної енергії, енергоефективності генерування та споживання електроенергії.

При формуванні нових економічних відносин на ринку електроенергії споживання розраховується по годинах, оскільки ціна на електроенергію змінюється кожну годину. Від точності прогнозування погодинного добового графіка споживання електроенергії електропостачальниками залежить, наскільки тарифний план для споживача буде привабливим.

Однією з функцій оператора системи розподілу є розроблення типових графіків (профілів) навантаження для окремих категорій споживачів. Вихідною інформацією для аналізу та групування графіків електричних навантажень використовувалися масиви даних, які архівовані під час роботи АСКОВ. При цьому для кожного ПГН визначався код споживача – джерела цього ПГН згідно КВЕД-2010, що в подальшому має спростити користування розробленими графіками навантажень і дозволить відносити даного споживача до того чи іншого ТГН [70].

Оператори системи передачі та розподілу електроенергії можуть збирати щогодинні дані про електроспоживання двома шляхами: за допомогою погодинного лічильника з дистанційним зчитуванням та на підставі типового графіка навантаження.

Типові графіки подаються у вигляді коефіцієнту форми, погодинних характеристик математичного очікування та середньоквадратичного відхилення активного й реактивного навантажень, а також характеристики коефіцієнту кореляції активного й реактивного навантажень (рис. 2.2).

Математичне очікування навантаження нормується відносно максимального значення і подається у відсотках. Таким чином, ТГН дає змогу розкласти значення сумарної спожитої енергії за обліковий період до вигляду погодинного графіка імовірного навантаження, наповнюючи вектор вимірювань для задачі оцінки стану розподільної електричної мережі псевдовимірюваннями:

|    | A                                                                                          | B   | C   | D   | E   | F   | G   | H   | I   | J   | K   | L   | M   | N   | O   | P   | Q   | R   | S   |
|----|--------------------------------------------------------------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 1  |                                                                                            |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| 2  | Таблиця А.1.1                                                                              |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| 3  | Графік електричних навантажень споживачів наступних категорій видів економічної діяльності |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| 4  | «01.45» «14.11» «10.42» «32.11» «30.40» «10.31» «02» «16.2» «25.93»                        |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| 5  | «30.92» «03.12» «22» «11.05» «24.42»                                                       |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| 6  | Місяць - січень Коефіцієнт форми - 1.07                                                    |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
| 7  | P                                                                                          | 39  | 48  | 42  | 55  | 31  | 54  | 49  | 58  | 88  | 59  | 72  | 83  | 71  | 79  | 57  | 59  | 100 | 77  |
| 8  | $\sigma_P$                                                                                 | 17  | 17  | 16  | 15  | 13  | 14  | 14  | 17  | 26  | 31  | 31  | 33  | 24  | 28  | 30  | 30  | 32  | 22  |
| 9  | Q                                                                                          | 12  | 18  | 11  | 19  | 10  | 20  | 19  | 23  | 26  | 20  | 23  | 24  | 16  | 23  | 19  | 17  | 28  | 22  |
| 10 | $\sigma_Q$                                                                                 | 7   | 7   | 6   | 6   | 4   | 5   | 6   | 11  | 13  | 20  | 19  | 19  | 10  | 15  | 19  | 18  | 18  | 10  |
| 11 | K                                                                                          | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| 12 |                                                                                            |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |

Рисунок 2.2 – Інформація подана у «Альбомі типових графіків електричних навантажень»

$$J_{ij}^{TGH}(x) = \frac{\left[ z_{ij}^{TGH} - h_i(x) \right]^2}{\left[ \sigma_{ij}^{TGH} \right]^2} = \left[ z^{TGH} - h(x) \right]^T W \left[ z^{TGH} - h(x) \right] \rightarrow \min, \quad (2.13)$$

де  $z_{ij}^{TGH} = M(P_{ij}^{TGH}) \cdot P_i^{\max}$  – псевдовимірювання отримане на основі інформації про КВЕД та відповідний йому ТГН  $i$ -го споживача;

$$W = \text{diag} \left[ \left( \sigma^{TGH} \right)^2 \right]^{-1} - \text{зворотні середньоквадратичні відхилення.}$$

У якості очікуваних середньоквадратичних відхилень псевдовимірювання  $\sigma_{ij}^{TGH}$  для неспостережних вузлів пропонується використовувати значення середньоквадратичних відхилень для активної та реактивної потужностей  $\sigma$ , наведені у атласі типових графіків навантаження для споживача (див. рис.2.2), згідно його коду КВЕД [35].

Оскільки інформація у білінговій системі подається у інтегрованому вигляді за певні періоди часу, а інформація про ТГН нормується відповідно максимального спожитого значення потужності  $P_i^{\max}$ , то одним із шляхів перетворення інформації із білінгової системи у псевдовимірювання, яке відповідає окремому ступеню графіку навантаження буде процедура зворотного інтегрування.

Так як ТГН позитивна і зростаюча функція, то інтеграл ТГН виражає площу ступінчастої фігури, складеної з «вхідних» прямокутників або лівих прямокутників. Тому вираз для розрахунку максимального спожитого значення потужності можна отримати з використанням методу чисельного інтегрування на інтервалі від  $a$  до  $b$  для  $n$  інтервалів. Оскільки для кожного інтервалу інтегрування крок сітки однаковий, то вираз для визначення максимального спожитого значення потужності  $P_i^{\max}$  запишеться так:

$$W_i^B = \int_a^b f(x)dx = \frac{b-a}{n} \sum_{j=1}^n M(P_{ij}^{TGH}) \cdot P_i^{\max} \Rightarrow P_i^{\max} = \frac{W_i^B}{\frac{b-a}{n} \sum_{j=1}^n M(P_{ij}^{TGH})},$$

де  $W_i^B$  – інформація із білінгової системи про спожиту електроенергію за розрахунковий період.

Для добового інтервалу  $\{0;24\}$  з поділом проміжку інтегрування  $n=24$  рівних частин:

$$P_i^{\max} = \frac{W_i^B}{\frac{24-0}{24} \sum_{j=1}^{24} M(P_{ij}^{TGH})} = \frac{W_i^B}{\sum_{j=1}^{24} M(P_{ij}^{TGH})}. \quad (2.14)$$

Ще однією проблемою перетворення інформації із білінгової системи у псевдовимірювання є необхідність узгодження ТГН окремих КВЕД однієї ТП. Це



можливе лише за значеннями у абсолютних одиницях шляхом інтегрування відтворених ТГН за виразом:

$$z_{ij}^{TGH}_{рез} = \sum_i^N \left( M(P_{ij}^{TGH}) \cdot P_i^{\max} \right).$$

Введемо позначення:

$$k_i^{KBED} = P_i^{\max} / P_n^{\max}.$$

Тоді вираз для визначення узгодженого графіка електричних навантажень прийме вигляд:

$$z_{ij}^{TGH}_{рез} = \left[ \sum_{i=1}^N \left( M(P_{ij}^{TGH}) \cdot k_i^{KBED} \right) \right] \cdot P_n^{\max},$$

де  $P_n^{\max}$  – максимальне значення потужності серед всіх споживачів з переліку N ТП;

$n$  – номер споживача з максимальним піковим значенням електроспоживання.

Для узгодження ТГН з однаковим, або близьким, коефіцієнтом форми наведеним у «Альбомі типових графіків електричних навантажень» можна використати припущення:

$$k_i^{KBED} = \frac{P_i^{\max}}{P_n^{\max}} \approx \frac{W_i^B}{W_n^{B\max}},$$

де  $W_n^{B\max}$  – максимальне значення спожитої електроенергії серед всіх споживачів з переліку N ТП.

Отже, цільова функція (2.8) з урахуванням інформації ТГН у явному вигляді може бути записана так:

$$J(x) = \left[ \begin{bmatrix} z^{SM} \\ z^{TGH} \end{bmatrix} - h(x) \right]^T \text{diag} \left[ (\sigma^{SM})^2 \quad (\sigma^{TGH})^2 \right]^{-1} \left[ \begin{bmatrix} z^{SM} \\ z^{TGH} \end{bmatrix} - h(x) \right] \rightarrow \min, \quad (2.15)$$

Таким чином недостатність вектору спостереження  $\mathbf{z}$  у цільовій функції (2.8) можна компенсувати інформацією з «Альбому типових графіків електричних навантажень», а саме математичним очікуванням активного навантаження  $M(P_{ij}^{TGH})$   $i$ -го вузла вимірювання на ступені  $j$ , його середньоквадратичним відхиленням  $\sigma_i^{TGH}$  та інформації про спожиту потужність у неспостережному вузлі з білінгової системи  $W_i^B$  у вигляді цільової функції (2.15).

### 2.2.2 Врахування надходження електроенергії з відновлюваних джерел у задачі підвищення спостережності розподільної електричної мережі

Стрімка децентралізація електропостачання споживачів, які пов'язані зі збільшенням вартості традиційних паливних ресурсів і проявляються у підвищенні частки розосередженого виробництва електроенергії за допомогою відновлюваних джерел енергії, призводить до ускладнення планування режимів електричних мереж та оперативного керування ними [7], [8]. Планування режимів електричних мереж потребує набору статистичної інформації та встановлення приладів додаткової фіксації показників якості електроенергії.

На сьогоднішній день прилади фіксації/аналізу показників якості електроенергії з можливістю реєстрації графіків навантаження встановлені лише в місцях приєднання ВДЕ піковою потужністю понад 50 кВт [71]. Постачальник послуг комерційного обліку щоденно передає дані комерційного обліку постачальнику універсальних послуг для завантаження даних комерційного обліку електричної енергії в систему управління ринком [72]. Таким чином, інформація про графіки генерування відновлюваними джерелами потужністю понад 50 кВт є завжди актуальною та може бути використана для забезпечення спостережності електричної мережі без додаткових припущень та перетворень.

Для населення електроенергія, вироблена з енергії сонця або на комбінованих

вітро-сонячних генеруючих системах підпадає під категорії генеруючих установок приватних домогосподарств, для яких застосовується "зелений" тариф, а встановлена потужність не може перевищувати 50 кВт [73]. У цьому випадку знімання показів засобів обліку проводиться постачальником послуг комерційного обліку щомісяця першого числа, крім окремих випадків [72].

Обсяг електричної енергії, який відпущений в електричну мережу приватним домогосподарством, визначається за календарний місяць в обсязі, що перевищує місячне споживання електричної енергії його приватним домогосподарством. Для визначення обсягу електричної енергії, відпущеної з мереж приватного домогосподарства побутового споживача, як правило, використовується двонаправлений засіб обліку активної електричної енергії, що обліковує окремо обсяги відпущеної в електричну мережу та отриманої з електричної мережі електричної енергії або сальдоване їх значення.

Тобто з метою підвищення спостережності розподільних електричних мереж з приватними домогосподарствами та встановленими ВДЕ виникає задача використання інтегрованої інформації наявної у системі білінгу. Аналогічно до п.п.2.2.2 для вирішення цієї задачі можливе застосування типового добового графіка генерування ВДЕ, що можливо із застосуванням типовий наборів даних про метеорологічний рік.

Типовий набір даних про метеорологічний рік (ТНМ) [74] містить погодинні метеорологічні значення інтегровані до одного року, що характеризують кліматичні умови для конкретної місцевості протягом тривалого періоду часу, наприклад 30 років історичних даних. Звичайно, таке зменшення обсягу даних неможливе без втрати інформації, що міститься в початковому часовому ряду.

Набори даних ТНМ широко використовуються для моделювання систем перетворення відновлюваної енергії [75]-[77]. Додатковою перевагою використання ТНМ є також їх наявність у відкритому доступі [78].

У таблиці 2.2 наведено основні набори даних для типового метеорологічного року та вагові коефіцієнти для різних підходів інтегрування та джерел інформації [79]-[83].

Таблиця 2.2 – Вагові коефіцієнти метеопараметрів у THM для різних підходів

| Метеопараметр                               | Sandia<br>(THM2)<br>[80] | NREL<br>(THM3)<br>[79] | Kalogirou<br>[81] | Meyer et<br>al.<br>[82] |
|---------------------------------------------|--------------------------|------------------------|-------------------|-------------------------|
| Макс. температура сухого<br>термометра      | 1/24                     | 1/20                   | 1/32              | 1                       |
| Мін. температура сухого<br>термометра       | 1/24                     | 1/20                   | 1/32              | 2                       |
| Середня температура по сухому<br>термометру | 2/24                     | 2/20                   | 2/32              | 1                       |
| Макс. температура точки роси                | 1/24                     | 1/20                   | —                 | 2                       |
| Мін. температура точки роси                 | 1/24                     | 1/20                   | —                 | —                       |
| Середня температура точки роси              | 2/24                     | 2/20                   | —                 | 1                       |
| Макс. відносна вологість                    | —                        | —                      | 1/32              | —                       |
| Мін. відносна вологість                     | —                        | —                      | 1/32              | —                       |
| Середня відносна вологість                  | —                        | —                      | 2/32              | —                       |
| Швидкість вітру макс.                       | 2/24                     | 1/20                   | 1/32              | 4                       |
| Середня швидкість вітру                     | 2/24                     | 1/20                   | 2/32              | 2                       |
| Відхилення швидкості вітру                  | —                        | —                      | 1/32              | —                       |
| Середній напрямок вітру                     | —                        | —                      | 1/32              | 1                       |
| Глобальне опромінення                       | 12/24                    | 5/20                   | 8/32              | —                       |
| Пряме опромінення                           | —                        | 5/20                   | 8/32              | 85                      |
| Дифузне опромінення                         | —                        | —                      | —                 | —                       |

Приклади з типового набору даних про метеорологічний рік в частині глобального горизонтального опромінення Вт\*год/м<sup>2</sup> наведено на рис. 2.3 у вигляді річного та добового графіка для Шаргородського району Вінницької області.

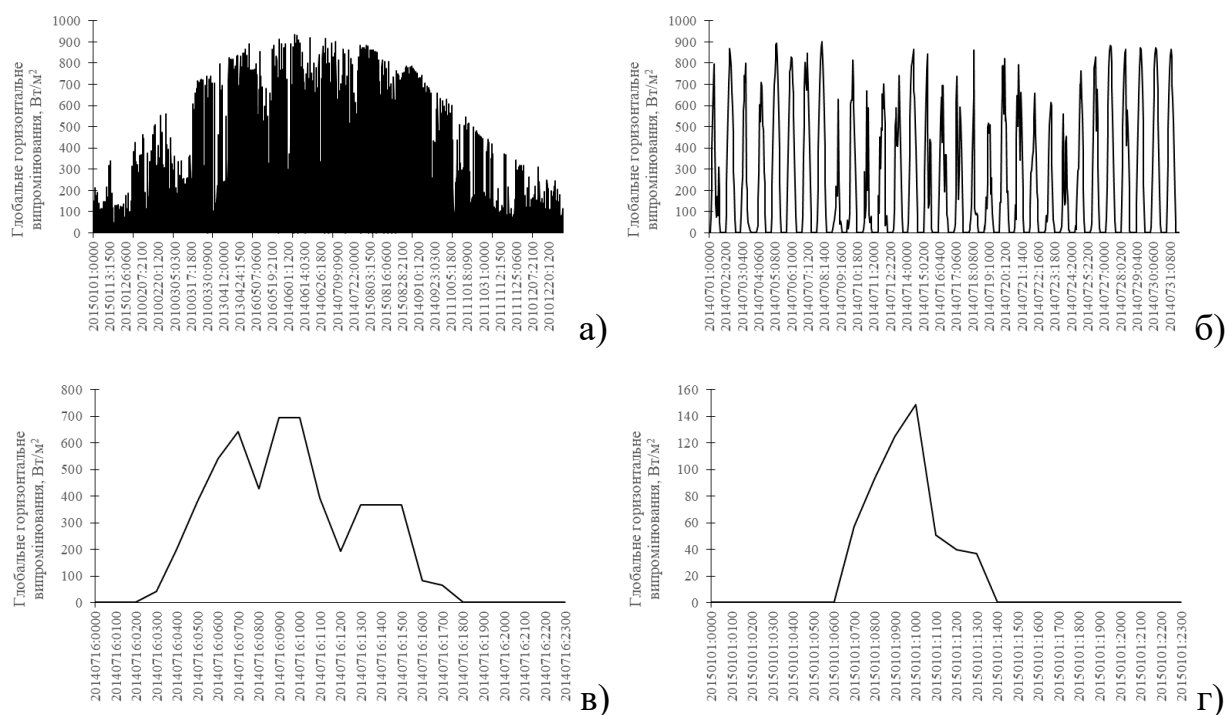


Рисунок 2.3 – Типові набори даних про метеорологічний рік в частині глобального горизонтального опромінення Вт год/м<sup>2</sup> для Шаргородського району Вінницької області: а) річний графік; б) місячний графік (липень); в) добовий графік (16 липня); г) добовий графік (1 січня).

Для наявного типового набору даних про метеорологічний рік у [83] наведено способи перерахунку їх у потужність генерування ВДЕ.

Для фотовольтаїчної станції вираз для визначення погодинного генерування має вигляд [83], [84]:

$$P_{ij} = F_{тер} \cdot I_{сн} \cdot \eta_{фм} \cdot \Delta P_{\%},$$

де  $F_{тер}$  – площа встановленої електростанції;

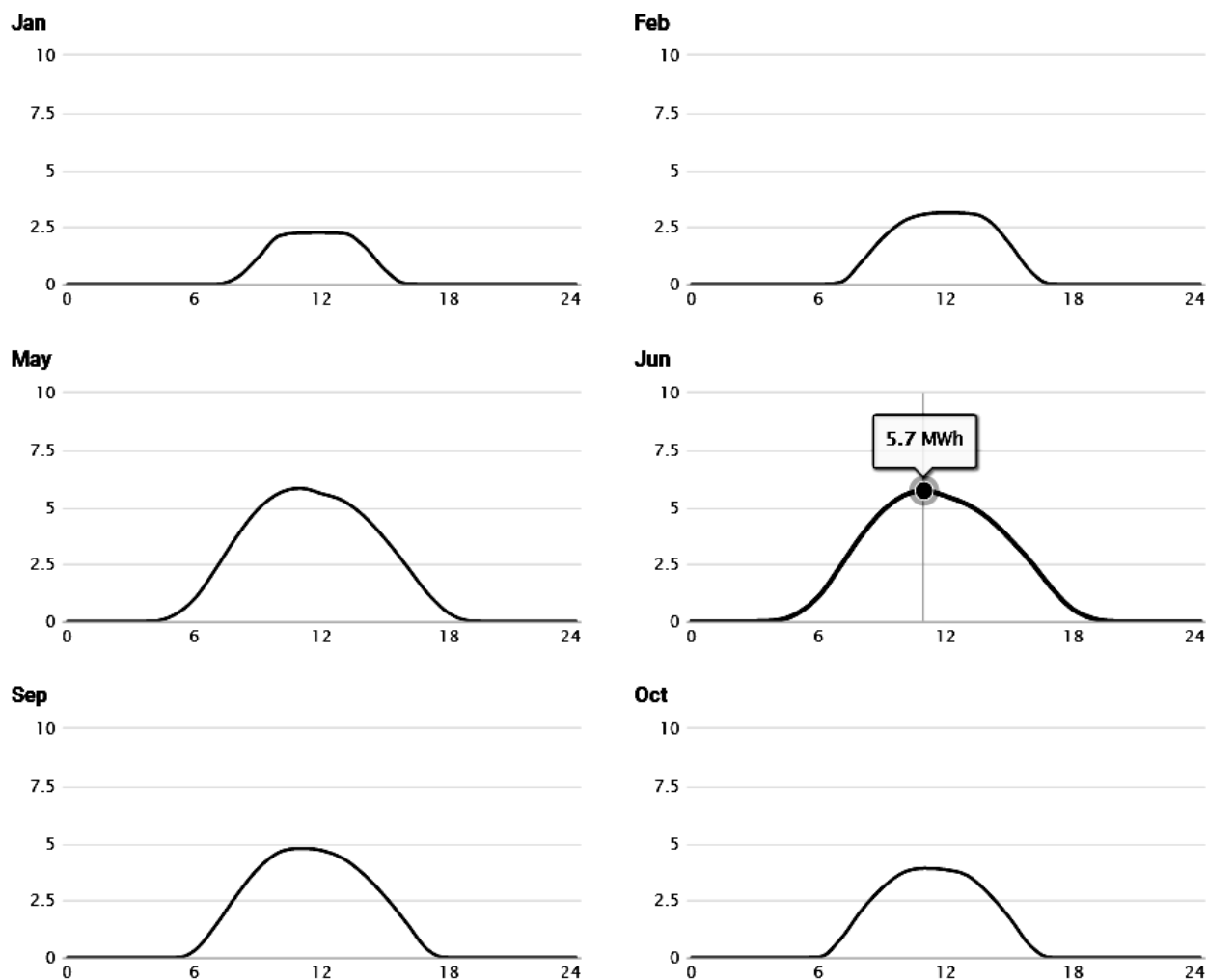
$I_{сн}$  – сонячна погодинна інсоляція з урахуванням кута повороту сонячної панелі;

$\eta_{фм}$  – коефіцієнт корисної дії встановлених фотомодулів;

$\Delta P_{\%}$  – коефіцієнт втрат (до 25%), який включає втрати у інверторі, зменшення потужності пов'язане з нагріванням, втрати у кабельних лініях, тощо.

Приклади типових графіків виробництва електроенергії побудовані на

основі ТНМ (рис.2.3) наведено на рис. 2.4 для зимнього та літнього місяців фотовольтаїчної електричної станції встановленою потужністю 9500 кВт.



Source: globalsolaratlas.info

Рисунок 2.4 – Типові погодинні профілі генерування для фотовольтаїчної станції встановленою потужністю 9,5 МВт (за даними [globalsolaratlas.info](https://globalsolaratlas.info))

У випадку використання вітроелектростанції застосовуються типові набори даних про метеорологічний рік в частині швидкості вітру м/с наведено на рис. 2.5 у вигляді річного та добового графіка для Шаргородського району Вінницької області.

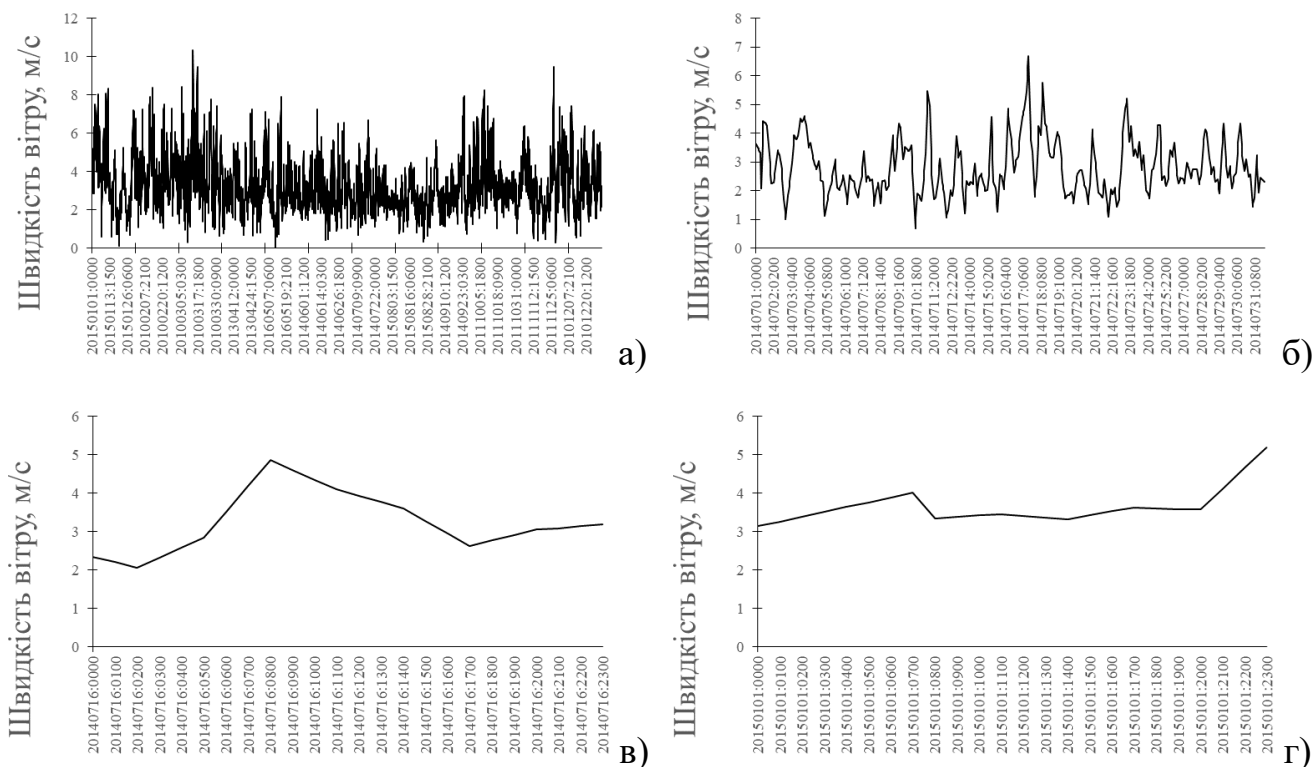


Рисунок 2.5 – Типові набори даних про метеорологічний рік в частині швидкості вітру м/с для Шаргородського району Вінницької області:

а) річний графік; б) місячний графік (липень);

в) добовий графік (16 липня); г) добовий графік (1 січня).

Для перерахунку швидкості вітру у потужність генерування застосовується залежність потужності вітрогенератора від швидкості вітру (рис. 2.6).

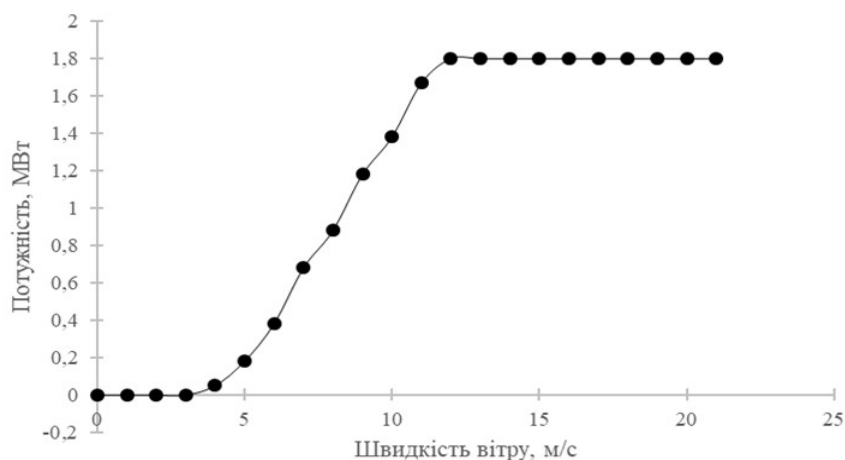


Рисунок 2.6 – Залежність потужності вітрогенератора v-90 (1,8 МВт) від швидкості вітру

Вказані припущення створюють передумови для створення набору типових графіків генерування (ТГГ) ВДЕ побутових домогосподарств, залежно від регіону та встановленої потужності.

Відповідно до [85] середньоквадратичне відхилення таких типових графіків генерування  $\sigma_i^{TGG}$  6-12% залежно від використовуваного набору даних, що є цілком прийнятним для застосування ТГГ у якості псевдовимірювань.

Таким чином, цільова функція (2.15) з урахуванням інформації ТГГ у явному вигляді може бути записана таким чином:

$$J(x) = \left[ \begin{bmatrix} z^{SM} \\ z^{TGH} \\ z^{TGG} \end{bmatrix} - h(x) \right]^T \text{diag} \left[ (\sigma^{SM})^2 \quad (\sigma^{TGH})^2 \quad (\sigma^{TGG})^2 \right]^{-1} \left[ \begin{bmatrix} z^{SM} \\ z^{TGH} \\ z^{TGG} \end{bmatrix} - h(x) \right] \rightarrow \min, \quad (2.16)$$

Запропонований метод забезпечення спостережності розподільних електричних мереж з ВДЕ шляхом використання агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та псевдовимірювань у вигляді типових графіків генерування може ефективно використовуватися для доповнення вектору стану ЕМ інформацією про зміни генерованої потужності у неспостережних вузлах. Залучення додаткової інформації сприяє підвищенню точності моделювання режимних параметрів розподільних мереж 6-20 кВ, результатів розрахунку та аналізу втрат електроенергії.



## 2.3 Метод визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу

### 2.3.1 Аналіз чутливості впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering за режимними параметрами

Для визначення оптимального місця встановлення засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості, а також оптимальної послідовності їх впровадження можна використати коефіцієнти розподілу втрат потужності  $\dot{T}_i$  [10], [86]. Вказані коефіцієнти є коефіцієнтами чутливості, що враховують нелінійну залежність втрат потужності від генерування ВДЕ та споживання електроенергії.

Відповідно до [86], вектор-рядок  $\dot{T}_{ki}$  складається з коефіцієнтів, які показують, яку частку в сумарних втратах в  $i$ -й вітці складає протікання потужності по ній від кожного вузла:

$$\dot{T}_{ki} = (\dot{U}_t \dot{M}_{\Sigma ki}) \hat{C}_{ki} \dot{U}_d^{-1}, \quad (2.17)$$

де  $\dot{U}_t$  – транспонований вектор напруги у вузлах включаючи і базисний;

$\dot{M}_{\Sigma ki}$  –  $i$ -ий вектор-стовпець матриці інциденцій з урахуванням комплексних коефіцієнтів трансформації;

$\hat{C}_{ki}$  –  $i$ -й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах  $\hat{J}$  по вітках схеми РЕМ з ВДЕ з врахуванням коефіцієнтів трансформації;

$\dot{U}_d^{-1}$  – діагональна обернена матриця напруги у вузлах включаючи і базисний.

На підставі [1] можна записати:

$$\Delta \dot{S}_b = \dot{T}_{ki} \cdot \dot{S}, \quad (2.18)$$

де  $\Delta \dot{\mathbf{S}}_B$  – вектор втрат потужності у вітках схеми;

$\dot{\mathbf{T}}_{ki}$  – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках заступної схеми розподільної ЕМ в залежності від потужності у її вузлах схеми, кожний рядок якої складається з (2.22).

Згідно [86] зауважимо, що коефіцієнти чутливості  $\dot{\mathbf{T}}_{ki}$  залежать від параметрів заступної схеми, які для нормального режиму РЕМ можна вважати постійними, а також від значень напруги у вузлах ЕМ та визначаються навантаженням і генеруванням у вузлах схеми.

Пропонований у [86] підхід передбачає врахування поперечних складових віток схеми заміщення у навантаженнях вузлів. Тобто, матриця коефіцієнтів чутливості  $\dot{\mathbf{T}}_k$  не враховує втрати холостого ходу у трансформаторах РЕМ. Тому, враховуючи, що для розподільних електричних мереж втрати електроенергії в лініях електропередачі є співмірними з втратами холостого ходу у трансформаторах [87], вираз (2.17) необхідно доповнити врахуванням поперечної складової схеми заміщення трансформатора. Це можливо шляхом врахування поперечної складової віток схеми заміщення у матриці коефіцієнтів струморозподілу:

$$\mathbf{C}_{\text{РЕМ}} = \mathbf{z}_B^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{kt} (\mathbf{Y}_k + \text{diag}(\mathbf{G} + j\mathbf{B}))^{-1} \quad (2.19)$$

де  $\text{diag}(\mathbf{G} + j\mathbf{B})$  – діагональна матриця поперечних провідностей віток схеми заміщення схеми розподільної електричної мережі;

$\mathbf{G}$  – вектор активних провідностей поперечних складових віток схеми, що враховує ємнісні провідності повітряних ліній або втрати активної потужності в сталі трансформатора;

$\mathbf{B}$  – вектор реактивних провідностей поперечних складових віток схеми, що враховує реактивні провідності довгих кабельних ліній або втрати потужності обумовлені основним магнітним потоком.

З урахуванням (2.19) вираз (2.17) запишеться таким чином:

$$\dot{\mathbf{T}}_{\text{PEM}i} = (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma ki}) \hat{\mathbf{C}}_{\text{PEM}i} \dot{\mathbf{U}}_d^{-1}, \quad (2.20)$$

Для визначення оптимального місця встановлення засобів обліку електроенергії Smart Metering з використанням матриці  $\dot{\mathbf{T}}_{\text{PEM}}$ , необхідно розраховувати вектор коефіцієнтів чутливості параметрів режиму віток схеми до навантаження або генерування у вузлах РЕМ за таким виразом:

$$\dot{\mathbf{T}}_{\text{PEM}\Sigma} = \dot{\mathbf{T}}_{\text{PEM}}^T \cdot \mathbf{n}_b \quad (2.21)$$

де  $\mathbf{n}_b$  – одиничний вектор стовпець, який має розмірність за кількістю вузлів схеми ЕМ. Вектор  $\dot{\mathbf{T}}_{\text{PEM}\Sigma}$  має розмірність за кількістю вузлів у РЕМ. Кожен елемент вектора відповідає частці втрат потужності від сальдованого значення потужностей споживання споживачів та генерування ВДЕ, відповідно до номера стовпця даного елемента.

Ранжування за спаданням вектору  $\dot{\mathbf{T}}_{\text{PEM}\Sigma}$  по абсолютним значенням дозволить визначити критичні точки РЕМ, з максимальною чутливістю до параметрів режиму, встановлення засобів обліку електроенергії Smart Metering у яких призведе, до підвищення спостережності електричної мережі.

Відповідно до значень вектору  $\dot{\mathbf{T}}_{\text{PEM}\Sigma}$  визначається доцільність та оптимальна послідовність (від максимальних значень до мінімальних) впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering за режимними параметрами.

Однак, крім режимних параметрів необхідно врахувати також велику кількість якісних та кількісних критеріїв, що можливо із застосуванням багатокритеріального аналізу.

### **2.3.2 Вибір та обґрунтування критеріїв ефективності багатокритеріального аналізу впровадження інформаційного забезпечення розподільних електричних мереж**

Багатокритеріальний аналіз передбачає використання вичерпної кількості якісних та кількісних критеріїв  $C = \{c_1, c_2, \dots, c_m\}$ , що дає змогу говорити про адекватний розв'язок поставленої задачі ранжування.

Спочатку, необхідно виділити групи критеріїв. Для задачі визначення оптимального місця встановлення приладів вимірювання Smart Metering їх буде шість [60], [88]- [91]:

1. Інформаційні;
2. Матеріальні (матеріальне забезпечення);
3. Експлуатаційні;
4. Природні;
5. Технічні;
6. Комерційні.

Під інформаційним критерієм будемо розуміти режимні параметри електричної мережі. Вибір сукупності матеріальних критеріїв базується на структурі самої АСКОЕ.

Як зазначено в [60] АСКОЕ повинно складатися з наступних елементів:

1. Трансформатори напруги та струму;
2. Лічильники електроенергії;
3. Пристрої збору інформації від лічильників та передачі її на верхні рівні керування;
4. Пристрої обробки інформації (ЕОМ).

У вигляді критеріїв аналізу можна використовувати існування даного обладнання на ТП у відносних одиницях. Оцінка даних критеріїв у відносних одиницях покликана вирішити проблему узгодження режимних та технічних параметрів.

Охарактеризуємо основні вимоги, які висуваються до кожного з елементів АСКОЕ (табл. 2.3) відповідно до [60], [92]-[95].

Таблиця 2.3 – Нормативні вимоги до засобів обліку та каналів зв'язку

| № пп. | Найменування елемента     | Вимоги                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|-------|---------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1     | Трансформатор струму      | Клас точності не вище 1,0                                                                                                                                                                                                                                                  |
| 2     | Трансформатори напруги    | Клас точності не вище 1,0                                                                                                                                                                                                                                                  |
| 3     | Пристрої збору інформації | Повинні бути захищені від несанкціонованого доступу, забезпечувати одночасне зняття показів з усіх контрольованих лічильників, забезпечувати збереження необхідної інформації протягом встановленого проміжку часу, бути атестованими та забезпеченими резервним живленням |
| 4     | Канали зв'язку            | Провідні телефонні канали;<br>ВЧ-канали;<br>Оптичні канали;<br>Радіоканали.<br>Для розподільних електричних мереж достатньо низько швидкісні канали зв'язку.                                                                                                               |
| 5     | Лічильник електроенергії  | Лічильники пропонується використовувати електронні з вбудованими датчиками-перетворювачами                                                                                                                                                                                 |

До експлуатаційних критеріїв слід відносити:

По-перше, наявність обслуговуючого персоналу на об'єкті. Це може бути: цілодобово чергуючий на об'єкті персонал, черговий на дому або оперативно-виїзна бригада (ОВБ). Зазвичай для розподільних електричних мереж характерне чергування ОВБ.

По-друге, до експлуатаційних критеріїв також необхідно віднести відстань до кінцевого вузла головної ділянки фідера;

По-третє, кількість вузлів фідера електричної мережі, з точки зору можливості, швидкості або періодичності обслуговування їх ОВБ.

По-четверте, наявність персоналу в районних електричних мереж (РЕМ), що має навички користування та обслуговування ЕОМ.

До природних критеріїв можна віднести наявність природних факторів, які негативно впливають на електронні засоби вимірювання, а також наявність виробництв, вплив яких спотворює вихідні данні.

До технічних критеріїв можна віднести:

1. Відносну кількість вузлів з приєднаними до них потужними споживачами;
2. Відносна кількість відповідальних споживачів.

До комерційних критеріїв можна віднести:

1. Наявність низького рівня сплати споживачів за електроенергію;
2. Наявність значних звітних витрат електроенергії на її транспортування;
3. Наявність споживачів, які сприяють встановленню засобів зменшення технічної складової втрат електроенергії.

### **2.3.3 Визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу**

Багатокритеріальний аналіз передбачає використання вичерпної кількості критеріїв  $C = \{c_1, c_2, \dots, c_m\}$ , що дає змогу говорити про адекватний розв'язок поставленої задачі ранжування за вектором  $\dot{T}_{РЕМС}$ .

У вигляді критеріїв аналізу можна використовувати наявність вимірювального обладнання ТП-10(6) кВ у відносних одиницях та відносні значення вектору  $\dot{T}_{РЕМС}$ . Відповідно до поставленої задачі можна запропонувати використання критеріїв поданих у табл. 2.4.

Будемо вважати відомими:

$V = \{v_1, v_2, \dots, v_n\}$  – множина ТП 10(6)кВ, які підлягають багатокритеріальному аналізу;

$C = \{c_1, c_2, \dots, c_m\}$  – множина кількісних та якісних критеріїв, за якими ранжуються відповідні фідера.

Для вирішення цієї задачі пропонуються використовувати наступні принципи:

Принцип 1. Ранжування показників впливовості критеріїв на основі експертної інформації з використанням нечіткого багатокритеріального аналізу.

Принцип 2. Представлення показників впливовості критеріїв у вигляді добутку показників впливовості груп та показників впливовості критеріїв у відповідних групах.

Принцип 3. Ранжування варіантів на базі мінімаксного принципу теорії ігор.

Таблиця 2.4 – Характеристика критеріїв аналізу

| Найменування критерію                                             | Позначення | Діапазон можливих значень/ крок |
|-------------------------------------------------------------------|------------|---------------------------------|
| Матеріальні (матеріальне забезпечення)                            |            |                                 |
| Відносна кількість встановлених трансформаторів струму            | $k_{СТ}$   | $[0,1-1] / 0,1$                 |
| Відносна кількість встановлених трансформаторів напруги           | $k_{ТН}$   | $[0,1-1] / 0,1$                 |
| Відносна кількість встановлених пристроїв збору інформації        | $k_{ПЗІ}$  | $[0,1-1] / 0,1$                 |
| Відносна кількість встановлених каналів зв'язку                   | $k_{КЗ}$   | $[0,1-1] / 0,1$                 |
| Відносна кількість наявних електронних лічильників електроенергії | $k_{Л}$    | $[0,1-1] / 0,1$                 |
| Режимні параметри (чутливість до параметрів режиму)               |            |                                 |
| Відносні значення вектору чутливості $\dot{T}_{РЕМС}$             | $k_T$      | $[0,1-1]$                       |

Відповідно до [96]-[98] наведемо теоретичні засади вирішення задачі ранжування ТП 10(6) кВ за першочерговістю встановлення на них вимірювальних засобів.

Враховуючи, що всі критерії є нерівнозначними, для отримання адекватного розв'язку поставленої задачі ранжування ТП 10(6) кВ, а саме для визначення показника впливовості кожного з критеріїв були використані наступні викладки з аналізу ієрархій Сааті.

Нехай  $w_1, w_2, \dots, w_m$  – коефіцієнти відносної важливості критеріїв  $c_1, c_2, \dots, c_m$  такі, що  $w_1 + w_2 + \dots + w_m = 1$ . Для визначення коефіцієнтів  $w_j$ , необхідно сформувати матрицю парних порівнянь важливості критеріїв  $c_i \in C$  :

$$A^l = \begin{bmatrix} a_{11}^l & a_{12}^l & \dots & a_{1n}^l \\ a_{21}^l & a_{22}^l & \dots & a_{2n}^l \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1}^l & a_{n2}^l & \dots & a_{nn}^l \end{bmatrix}, \quad (2.22)$$

де елемент  $a_{ij}^l = \frac{r_i}{r_j}$  – рівень переваги відповідних критеріїв  $c_i$  над  $c_j$ , який

представляє собою відношення рангів  $r_i$  та  $r_j$  за 9-бальною шкалою Сааті:

$r=1$  – якщо перевага критерію  $c_i$  над  $c_j$  відсутня;

$r=2$  – якщо перевага  $c_i$  над  $c_j$  майже слабка;

$r=3$  – якщо перевага  $c_i$  над  $c_j$  слабка;

$r=4$  – якщо перевага  $c_i$  над  $c_j$  майже істотна;

$r=5$  – якщо перевага  $c_i$  над  $c_j$  істотна;

$r=6$  – якщо перевага  $c_i$  над  $c_j$  майже явна;

$r=7$  – якщо перевага  $c_i$  над  $c_j$  явна;

$r=8$  – якщо перевага  $c_i$  над  $c_j$  майже абсолютна;

$r=9$  – якщо перевага  $c_i$  над  $c_j$  абсолютна.

Дана матриця (2.22) є діагональною ( $a_{ii}^l = 1, i = \overline{1, n}$ ) та обернено симетричною ( $a_{ij}^l = \frac{1}{a_{ji}^l}$ ).





де  $k_{ij}^{w_j} / c_j$  – експертна оцінка і-тої ділянки електричної мережі за критерієм  $c_j$  з урахування значення впливовості даного коефіцієнта  $w_j$  на послідовність впровадження пристрої Smart Metering.

Використання принципу мінімакса дає можливість отримати інформацію щодо поточної ефективності вимірювального середовища АСКОЕ, а саме зранжувати фрагменти електричної мережі за сукупністю запропонованих критеріїв з урахуванням важливості кожного з них. Отже, отримане рішення є ефективним з огляду на розв’язання задач АСКОЕ і, разом з тим, максимально адаптоване до реалізації.

## **2.4 Метод визначення типових графіків втрат електроенергії**

У п.п.2.2 та 2.3 показано можливість застосування результатів оцінки стану розподільних електричних мереж у інформаційних системах для аналізу енергоефективності. Використання пристроїв Smart Metering, агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та псевдовимірювань дозволяє виконувати розрахунки з адресного визначення втрат електроенергії за виразами (2.20)-(2.21) та створює передумови для внесення їх у тариф для кінцевого споживача.

Розрахунок тарифів на електроенергію – комплексний процес. При розрахунку роздрібного тарифу на електроенергію враховують різні цінові показники, суму дотацій та обсяг закупівлі електроенергії на балансуєчому ринку, тощо. Крім того формула розрахунку роздрібних тарифів на постачання електроенергії містить елементи стимулювання постачання електроенергії населенню. Внаслідок політики уряду з надання універсальних пільг всім домогосподарствам у вигляді заниженої ціни тарифи на електроенергію становлять лише близько 30% середньозваженого роздрібного тарифу. Низький відсоток відшкодування витрат призводить до того, що компанії, які працюють в електроенергетичному секторі, несуть фінансові втрати. Така ситуація вимагає

прийняття рішення щодо адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифу для кінцевого споживача.

Виокремлення у структурі балансу електроенергії значення вартості розподілу для кожного об'єкта обліку можливе шляхом застосування типових графіків втрат (ТГВ) потужності сформованих на основі результатів оцінки стану мереж, матриці коефіцієнтів розподілу та середньоквадратичної похибки у величині змінних втрат.

Якщо систематична похибка розрахунку дорівнює нулю, то відносну середньоквадратичну похибку розрахунку змінних втрат за середнім значенням вихідних даних визначають за формулою з [100]

$$\delta_B = \frac{\sigma_B}{m_B}, \quad (2.26)$$

де  $\sigma_B$  та  $m_B$  – відповідно середньоквадратичне відхилення і математичне очікування втрат.

Для визначення інтервалу невизначеності змінних втрат і відповідного йому значення довірчої імовірності достатньо розрахувати середньоквадратичну похибку у величині змінних втрат  $\delta_B$  виходячи з відомих значень середньоквадратичних похибок у вихідних даних.

За відомих значенням  $\delta_B$  границі інтервалу невизначеності втрат розраховують за формулами з [100]:

$$\left. \begin{aligned} \Delta W_{\min} &= \Delta W_P \cdot \left(1 - t \cdot \frac{\delta_B}{100}\right) \\ \Delta W_{\max} &= \Delta W_P \cdot \left(1 + t \cdot \frac{\delta_B}{100}\right) \end{aligned} \right\}, \quad (2.27)$$

де  $t$  – параметр, що визначає інтервал і відповідну йому імовірність;

$\Delta W_P$  – розрахункове значення змінних втрат електроенергії.

Використовуючи підхід використаний у [86] та вираз для визначення вектору коефіцієнтів чутливості (2.21), розрахункові втрати електроенергії викликані навантаженням вузлів визначаються за виразом:

$$\Delta W_p = \sum_{i=1}^n \dot{T}_{\text{PEM}\Sigma} \cdot \dot{S}_{\Sigma i}, \quad (2.28)$$

де  $\dot{S}_{\Sigma i}$  – вектор вузлових навантажень, включаючи і балансувальні на  $i$ -му ступені графіка навантажень;

$n$  – кількість ступенів графіка навантаження;

або, втрати електроенергії спричинені кожним окремим  $j$ -м вузлом:

$$\Delta W_{pj} = \sum_{i=1}^n \dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot \dot{S}_{\Sigma ij}. \quad (2.29)$$

Враховуючи, що коефіцієнти розподілу втрат за певних допущень можна вважати постійними для розподільних електричних мереж, вираз для визначення границь інтервалу невизначеності втрат електроенергії можна записати аналогічно до (2.27) :

$$\left. \begin{aligned} \Delta W_{\min j} &= \sum_{i=1}^n \left( \left( \dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot \dot{S}_{\Sigma ij} \right) \cdot \left( 1 - \frac{\sigma_{Bij}}{m_{Bij} \cdot 100} \right) \right) \\ \Delta W_{\max j} &= \sum_{i=1}^n \left( \left( \dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot \dot{S}_{\Sigma ij} \right) \cdot \left( 1 + \frac{\sigma_{Bij}}{m_{Bij} \cdot 100} \right) \right) \end{aligned} \right\}, \quad (2.30)$$

або втрати потужності викликані кожним окремим  $j$ -м вузлом відповідні кожному ступеню графіка навантаження:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{\min ij} &= (\dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot \dot{S}_{\Sigma ij}) \cdot \left(1 - \frac{\sigma_{Bij}}{m_{Bij} \cdot 100}\right) \\ \Delta P_{\max ij} &= (\dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot \dot{S}_{\Sigma ij}) \cdot \left(1 + \frac{\sigma_{Bij}}{m_{Bij} \cdot 100}\right) \end{aligned} \right\}. \quad (2.31)$$

Використовуючи вирази (2.31) і (2.26), можна розв'язати зворотну задачу – визначення середньоквадратичного відхилення  $\sigma_B$  за розрахованими межами інтервалу невизначеності змінних втрат електроенергії, що відповідає заданій імовірності знаходження реальних змінних втрат  $\Delta W_{\min}$  у межах даного інтервалу:

$$\sigma_{Bij} = \frac{(\Delta P_{p\ ij} - \Delta P_{\min\ ij}(X))}{\Delta P_{p\ ij}} \cdot m_{Bij} \cdot 100, \quad (2.32)$$

де  $\Delta P_{p\ ij} = \dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot \dot{S}_{\Sigma ij}$  – значення розрахункових змінних втрат потужності.

Математичне очікування втрат потужності можна оцінити середнім з її можливих значень:

$$m_{Bij} = \frac{\Delta W_p}{n}$$

Таким чином, для побудови типового графіка втрат потужності викликаних кожним окремим вузлом відповідно до заданої йому ТГН (див п.п.2.2.1) необхідно скористатись виразом:

$$\Delta P_{ij}^{TGB} = \dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot \dot{S}_{\Sigma ij} = \dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot M(P_{ij}^{TGH}) \cdot P_i^{\max} \quad (2.33)$$

Середньоквадратичне відхилення  $\sigma_{Bij}$  відповідне до кожного ступеня графіка ТГВ розраховується за виразом (2.32) за мінімальним значенням  $\Delta P_{\min ij}$  визначеним відповідно до виразу (2.33).

Пропонований метод формування типових графіків втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 10(6) кВ базується на результатах оцінки стану мережі. Застосування пропонованих типових графіків втрат потужності дає змогу виокремлювати у структурі балансу електроенергії значення втрат для кожного об'єкта обліку та створити передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифу для кінцевого споживача.

## **2.5 Висновки по розділу 2**

1. Систематизовано та досліджено можливості підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering, агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та псевдовимірювань. Доцільність застосування результатів оцінки стану розподільних електричних мереж у інформаційних системах для аналізу енергоефективності електричних мереж необхідно перевірити експериментальним шляхом.

2. Розроблено метод зворотного перетворення зафіксованих обсягів спожитої електроенергії у псевдовимірювання графіків електричних навантажень споживачів з використанням типових графіків навантаження та генерування відновлюваних джерел енергії, а також оцінки стану електричних мереж. Використання даних з систем обліку електроенергії для доповнення вектору стану електричних мереж інформацією про зміни потужності у неспостережних вузлах дає змогу підвищити адекватність моделювання режимів розподільних мереж 10(6) кВ та якість розроблення електроощадних заходів.

3. Використовуючи математичний апарат аналізу чутливості й багатокритеріального аналізу вдосконалено метод оптимізації розміщення та послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering у розподільних мережах 10(6) кВ. Застосування методу сприятиме зменшенню капіталовкладень та експлуатаційних видатків завдяки врахуванню технічних особливостей мереж, а також чутливості параметрів режиму мереж до місця

встановлення засобів Smart Metering.

4. Запропоновано метод формування типових графіків втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 10(6) кВ на основі результатів оцінки стану мереж та матриці коефіцієнтів розподілу втрат. Застосування запропонованих типових графіків втрат потужності дасть змогу виокремлювати у структурі балансу електроенергії значення втрат для кожного об'єкта обліку та створити передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифу для кінцевого споживача.

Результати досліджень, що наведені у даному розділі, опубліковано в [6]-[10], [16].

### РОЗДІЛ 3

## СТРУКТУРА ІНФОРМАЦІЙНОЇ СИСТЕМИ АНАЛІЗУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ ТА АЛГОРИТМИ ЇЇ ФУНКЦІОНУВАННЯ

Забезпечення процесу аналізу енергоефективності розподільних електричних мереж в сучасних умовах, передбачає впровадження інформаційних систем (див п. 1.1), що не тільки прискорює та спрощує цей процес, але і створює умови для побудови інтегрованих систем керування. Використання таких систем потребує вдосконалення і розробки технічного, інформаційного та програмного забезпечення.

Таким чином, розробка алгоритмів практичної реалізації методів підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань, дозволить використати їх у інформаційній системі (див. п. 1.1) та підвищить достовірність результатів аналізу втрат електроенергії розподільних електричних мереж.

Даний розділ присвячено розробці базових алгоритмів оцінки стану розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань. В розділі приведено алгоритми використання типових графіків електричних навантажень та генерування ВДЕ для підвищення спостережності розподільної електричної мережі, а також алгоритми визначення типових графіків втрат потужності, на базі розроблених методів.

Також у розділі наведено алгоритми визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу.

Розроблені алгоритми дозволяють істотно підвищити ефективність процесу розробки програмних засобів аналізу енергоефективності розподільних електричних мереж, оптимально організувати управління розробкою, планувати і контролювати термінами виконання окремих її етапів.



### **3.1 Аналіз інформаційного забезпечення АТ «Вінницяобленерго»**

#### **3.1.1 Інформація щодо розміщення пристроїв фіксації/аналізу показників якості електроенергії АТ «Вінницяобленерго»**

На сьогодні в АТ «Вінницяобленерго» прилади фіксації/аналізу показників якості електроенергії встановлені лише в місцях приєднання СЕС.

Для забезпечення моніторингу якості електроенергії в системі розподілу та для виконання вимог пункту 6.3.4. Розділу 6 "Вимірювання параметрів електричної енергії" Кодексу системи розподілу необхідно закупити переносні та стаціонарні прилади фіксації/аналізу показників якості електроенергії:

- Для вимірювань на шинах середньої напруги підстанції ВН/СН та СН/СН сертифіковані прилади класу "А";
- Для вимірювань на шинах низької напруги підстанції СН/НН та для реагування на скарги споживачів сертифіковані приладу класу "S".

Прилади повинні відповідати вимогам ДСТУ EN 50160:2014 та ДСТУ ІЕС 61000-4-30:2010.

На 01.01.2019 року в Товаристві є в наявності багатофункціональні трифазні електронні лічильники типу SL7000, які встановлені на межі балансової належності ПС-110-35-10/6 кВ та задіяні в АСКОЕ АТ «Вінницяобленерго». Лічильники SL7000 мають можливість фіксувати рівень напруги електричної енергії та надавати інформацію в АСКОЕ.

Лічильники SL7000 дозволяють, крім вимірювань параметрів електроспоживання, проводити ряд додаткових вимірювань якості електричної енергії. Лічильники прямого і трансформаторного включення володіють розширеними функціональними можливостями, що дозволяють організувати багатотарифний облік електроенергії, автоматичне зчитування та архівацію розрахункових параметрів. Лічильники можна використати на всій території області завдяки універсальному джерелу живлення та плавному діапазону вимірювань.

Перевагами лічильників SL7000 є:

- моніторинг якості електроенергії;
- поліпшені комунікаційні можливості;
- можливість підключення до зовнішнього (резервного) джерела живлення (змінного/постійного струму 48-400В);
- багатоканальна реєстрація графіків навантаження;
- розширена функціональність з гнучкою можливістю конфігурації;
- спеціальні функції для захисту від розкрадань електроенергії;
- можливість застосування в суворих умовах навколишнього середовища;
- сумісність з протоколом DLMS-COSEM.
- розрахунок миттєвих значень навантаження і  $\cos \phi$  (значення оновлюються кожну 1 сек)
- розрахунок усередненої потужності (навантаження) за період інтеграції
- розрахунок  $\cos \phi$  за період інтеграції
- розрахунок мінімального  $\cos \phi$  за період інтеграції і збереження в пам'яті найменшого значення
- розрахунок і збереження усередненого, за розрахунковий період,  $\cos \phi$
- розрахунок максимальних значень потужності і збереження 5 максимумів навантаження за розрахунковий період
- порівняння поточного значення потужності з пороговою величиною з метою контролю перевищення заданого ліміту
- формування тимчасових міток для кожної з зберігаються величин
- формування і збереження накопичувальних і нетто реєстрів максимуму потужності при виконанні операції Скидання МН / ОРП.

Оснащення такими лічильниками всіх точок обліку дозволить забезпечити спостережність розподільної електричної мережі. Однак, висока вартість пристроїв Smart Metering та необхідність великої кількості точок вимірювань змушують електропостачальні організації обмежувати впровадження Smart Metering з метою зменшення інвестицій. Тому доцільним є визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart

Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу.

### **3.1.2 Структура інформаційного забезпечення АТ «Вінницяобленерго»**

На сьогодні інформаційне забезпечення АТ «Вінницяобленерго» підтримується такими системами:

- автоматизована система диспетчерського та технологічного керування (АСДТК);
- автоматизована система комерційного обліку для комерційних розрахунків;
- автоматизована система обліку електроенергії для побутових споживачів.

Для вирішення задач поставлених у роботі доцільно використати інформацію, що забезпечується двома першими системами. Розглянемо ці системи більш детально.

АСДТК повинна забезпечувати єдину систему вимірювань і реєстрації технологічних параметрів, моніторинг і діагностику стану устаткування та режиму мережі в нормальних та аварійних режимах, керування оперативними перемиканнями з пунктів управління.

Її побудова повинна забезпечити підвищення керованості технологічних і бізнес процесів у ОСР за рахунок централізації та систематизації всієї наявної інформації, а також надання оперативного доступу до неї керівникам вищої та середньої ланки. На рис.3.1 зображена схема побудови АСДТК.

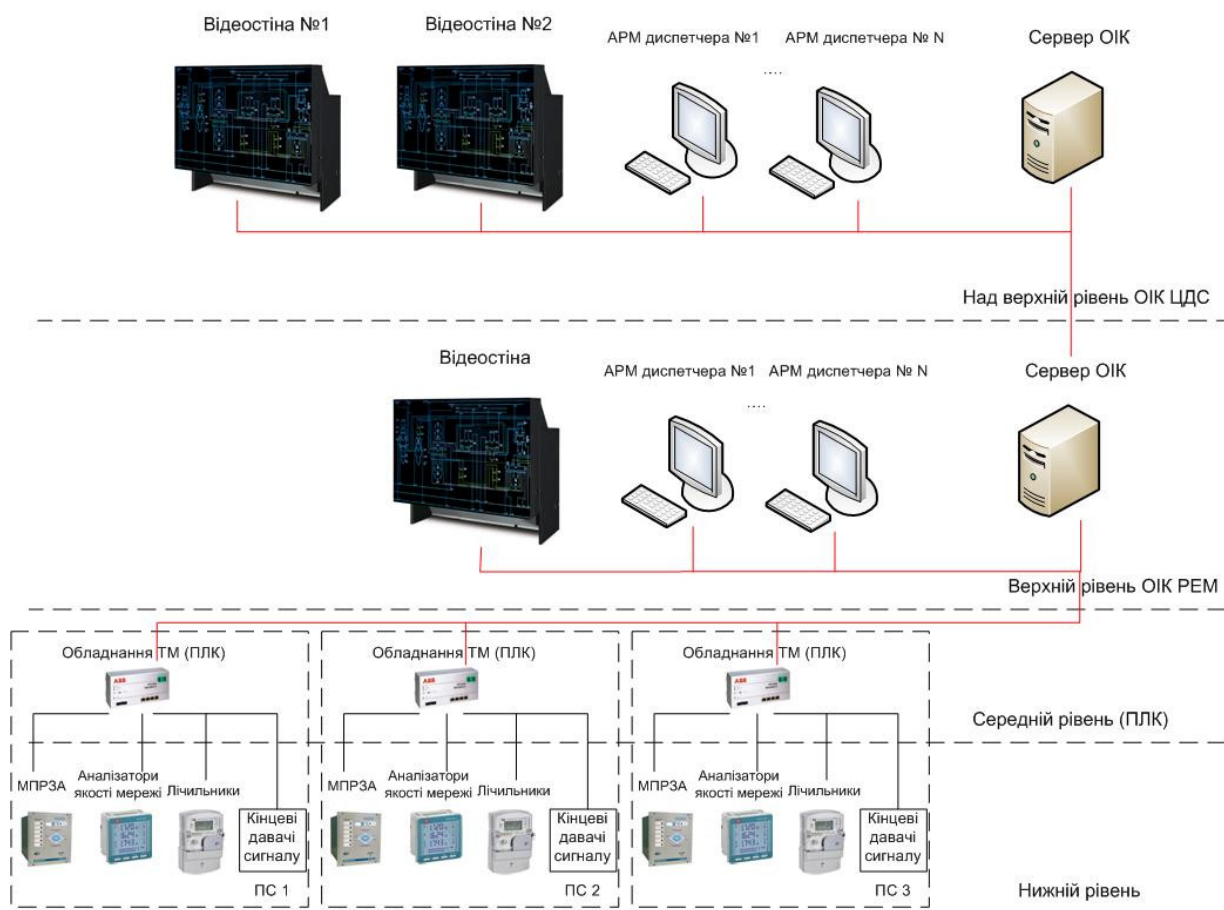


Рисунок 3.1 – Схема побудови АСДТК

Оперативно-інформаційний комплекс (ОІК АСДТК) АТ «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО» передбачає побудову чотирирівневої системи:

- Над верхній рівень ОІК ЦДС - (ОІК АСДТК є інтегрований комплекс спеціалізованого системного, прикладного, бібліотечного, інструментального та сервісного програмного забезпечення (ПО), а також програмних засобів SCADA систем для створення диспетчерських інформаційно-керуючих систем реального часу).
- Верхній рівень ОІК РЕМ.
- Середній рівень (ПЛК - спеціалізований мікропроцесорний пристрій, призначений для керування виробничими процесами в умовах промислового середовища в реальному масштабі часу).

- Нижній рівень (Давачі (перетворювачі), мультиметри, давачі положення стану вимикачів та комутаційного обладнання, кінцеві давачі сигналу, що підключаються по будь-яким аналоговим, дискретним, імпульсним, цифровим інтерфейсам зв'язку).

АСКОЕ є ієрархічною системою, що забезпечує автоматизований облік електричної енергії на основі даних, одержуваних безпосередньо від лічильників і/або вимірювальних перетворювачів електричної енергії [101]. В загальному випадку АСКОВ містять два або три рівні (рис. 3.2):

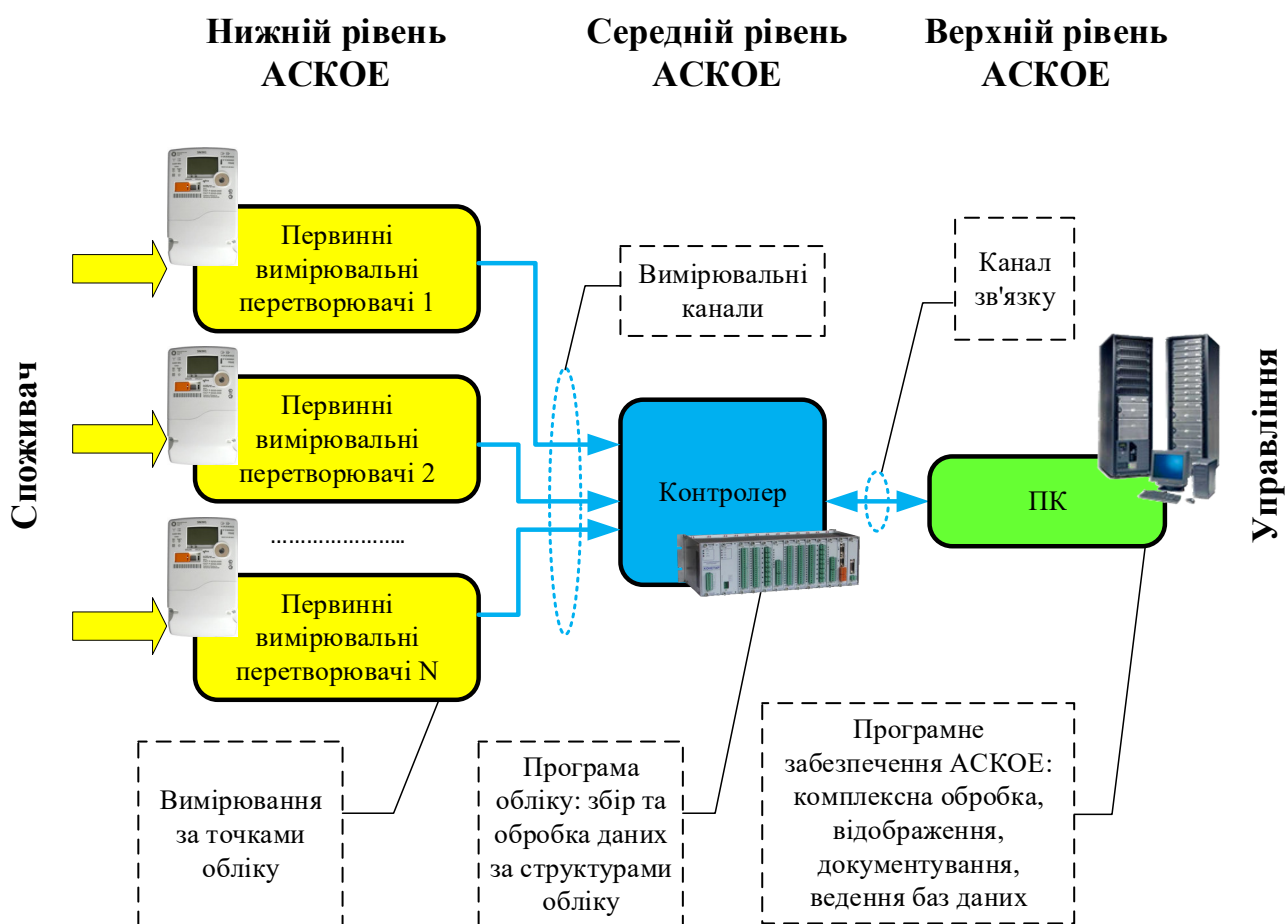


Рисунок 3.2 – Узагальнена структура АСКОВ

- нижній рівень – первинні вимірювальні перетворювачі (ПВП) з телеметричними виходами, з безперервним або мінімальним інтервалом усереднювання вимірювальних параметрів електроенергії;

- середній рівень – контролери (спеціалізовані вимірювальні системи або багатофункціональні програмовані перетворювачі) з вбудованим програмним забезпеченням обліку, які здійснюють в заданому циклі інтервалу усереднювання цілодобовий збір вимірювальних даних з територіально розподілених ПВП, накопичення, оброблення і передавання цих даних на верхній рівень;
- верхній рівень – персональний комп'ютер (ПК) із спеціалізованим програмним забезпеченням АСКОЕ, що здійснює збір інформації з контролера (або групи контролерів) середнього рівня, підсумкове оброблення цієї інформації як по точках обліку, так і по їх групах (підрозділам і об'єктам підприємства), відображення і документування даних обліку у вигляді, зручному для аналізу і ухвалення рішень (керування) оперативним персоналом служби головного енергетика і керівництвом підприємства.

Нижній рівень АСКОЕ пов'язаний із середнім рівнем вимірювальними каналами, в які входять всі вимірювальні засоби і лінії зв'язку від точки обліку до контролера.

Середній рівень АСКОЕ поєднаний з верхнім рівнем каналом зв'язку, в якості якого можуть використовуватися фізичні проводові лінії зв'язку.

Основною метою створення АСКОЕ є вирішення на основі точної й оперативно одержуваної інформації питань підвищення ефективності і раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів, енергозбереження, локалізації втрат електроенергії, а також вирішення питань фінансових взаємовідносин [101].

АСКОЕ повинні встановлюватись на окремому периметрі вимірювання зі складанням балансу споживання електричної енергії у ньому.

Черговість встановлення АСКОЕ на периметрах вимірювань визначається за результатами пофідерного аналізу (балансу) за умови перевищення нормативу технологічних витрат у електромережах з техніко-економічним обґрунтуванням та розрахунком економічного ефекту [13].

Основними кандидатами на першочерговість улаштування автоматизованих систем обліку є:

1. Енерговузли з найбільшим відсотком втрат електричної енергії;
2. Енерговузли з обмеженим доступом до приладів обліку;
3. Найбільш енергоємні вузли;
4. Енерговузли з низькою якістю електропостачання.

Таким чином системи АСДТК та АСКОЕ є саме тими системами у які можуть бути впроваджені розроблені у попередніх розділах методи і алгоритми.

### **3.2 Алгоритми підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань**

#### **3.2.1 Використання типових графіків електричних навантажень для підвищення спостережності розподільних мереж**

У п.п. 2.2 розроблено метод підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням псевдовимірювань у вигляді типових графіків електричних навантажень. Застосування даного методу для підвищення спостережності розподільних електричних мереж передбачає застосування процедури зворотного інтегрування інформації з білінгової системи та визначення максимального спожитого значення потужності  $P_i^{\max}$ .

**\*\*Алгоритм визначення максимального спожитого значення потужності та псевдовимірюваннями** (див. п.п. 2.1) з урахуванням інформації ТГН у явному вигляді приведено на рис. 3.3.

У відповідності до наведеного алгоритму співставлення КВЕД [102] заданих вузлів з інформацією про ТГН «Альбому типових графіків електричних навантажень» [103], вибірку ТГН та їх середньоквадратичних відхилень для кожного часу доби відповідно до заданого списку псевдовимірювань у вузлах  $\theta_v$  винесено на початок алгоритму, оскільки даний етап не потребує обчислень. Також на етапі введення початкових даних зчитується інформація про спожиту електроенергії із білінгової підсистеми, яка зберігається там у агрегованому

вигляді відповідно до встановленої тривалості подачі показників. Зазвичай період агрегування інформації у білінговій підсистемі становить 30 календарних днів. Тому отриману інформацію  $W^B$  необхідно привести до 1 доби.

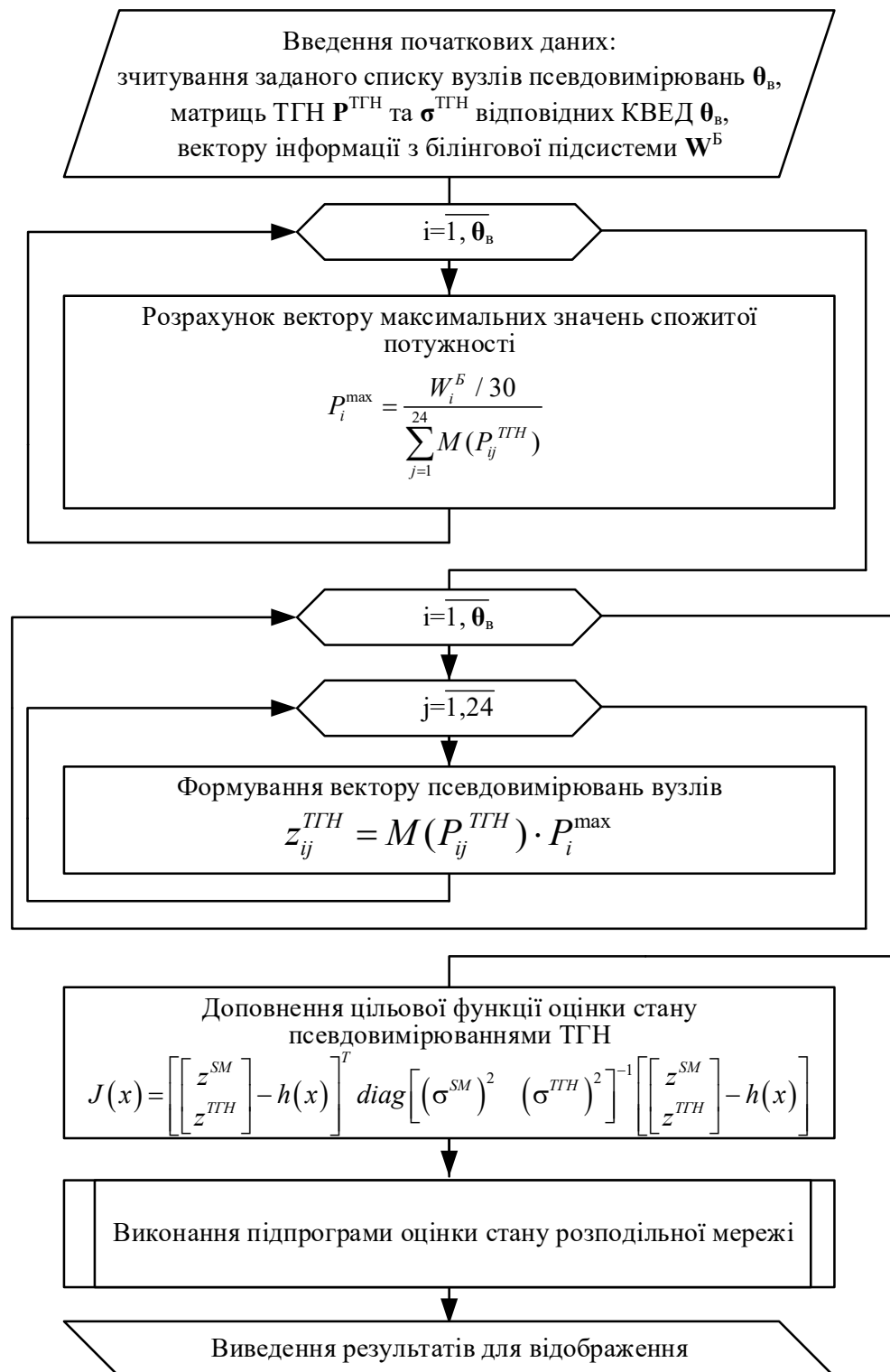


Рисунок 3.3 – Алгоритм доповнення цільової функції оцінки стану псевдовимірюваннями ТГН



На наступному етапі циклічно, за кількістю вузлів у заданому списку  $\theta_b$  розраховуються максимальні значення спожитої потужності для кожного вузла псевдовимірювань (див.п.п.2.2.1) та у абсолютних одиницях за виразом:

$$P_i^{\max} = \frac{W_i^B / 30}{\sum_{j=1}^{24} M(P_{ij}^{TGH})}$$

За результатами розрахунку  $P^{\max}$  формується вектор псевдовимірювань що відповідає зазначеним КВЕД споживачів:

$$z_{ij}^{TGH} = M(P_{ij}^{TGH}) \cdot P_i^{\max}$$

Отримані псевдовимірювання доповнюють вектор спостереження  $z$ , що вміщує вимірювання отримані з пристроїв Smart Metering та підвищують спостережність розподільної електричної мережі до рівня, що дозволяє ідентифікувати її стан.

Після доповнення вектору стану цільова функція оцінки стану приймає такий вигляд:

$$J(x) = \left[ \begin{bmatrix} z^{SM} \\ z^{TGH} \end{bmatrix} - h(x) \right]^T \text{diag} \left[ \left( \sigma^{SM} \right)^2 \quad \left( \sigma^{TGH} \right)^2 \right]^{-1} \left[ \begin{bmatrix} z^{SM} \\ z^{TGH} \end{bmatrix} - h(x) \right] \rightarrow \min$$

та передається у підсистему оцінки стану.

У цьому випадку похибка оцінки стану вузлів із псевдовимірюваннями буде значно перевищувати похибку вузлів із виміряною інформацією відповідно до заданих середньоквадратичних відхилень  $\sigma_i^{TGH}$  та виразу (2.2).

### 3.2.2 Алгоритм врахування надходжень електроенергії з відновлюваних джерел для підвищення спостережності розподільних мереж

Алгоритм застосування пропонованого у п.п. 2.2.2 методу врахування електроенергії генерованої відновлюваними джерелами енергії у задачі підвищення спостережності розподільної електричної мережі приведено на рис. 3.4.

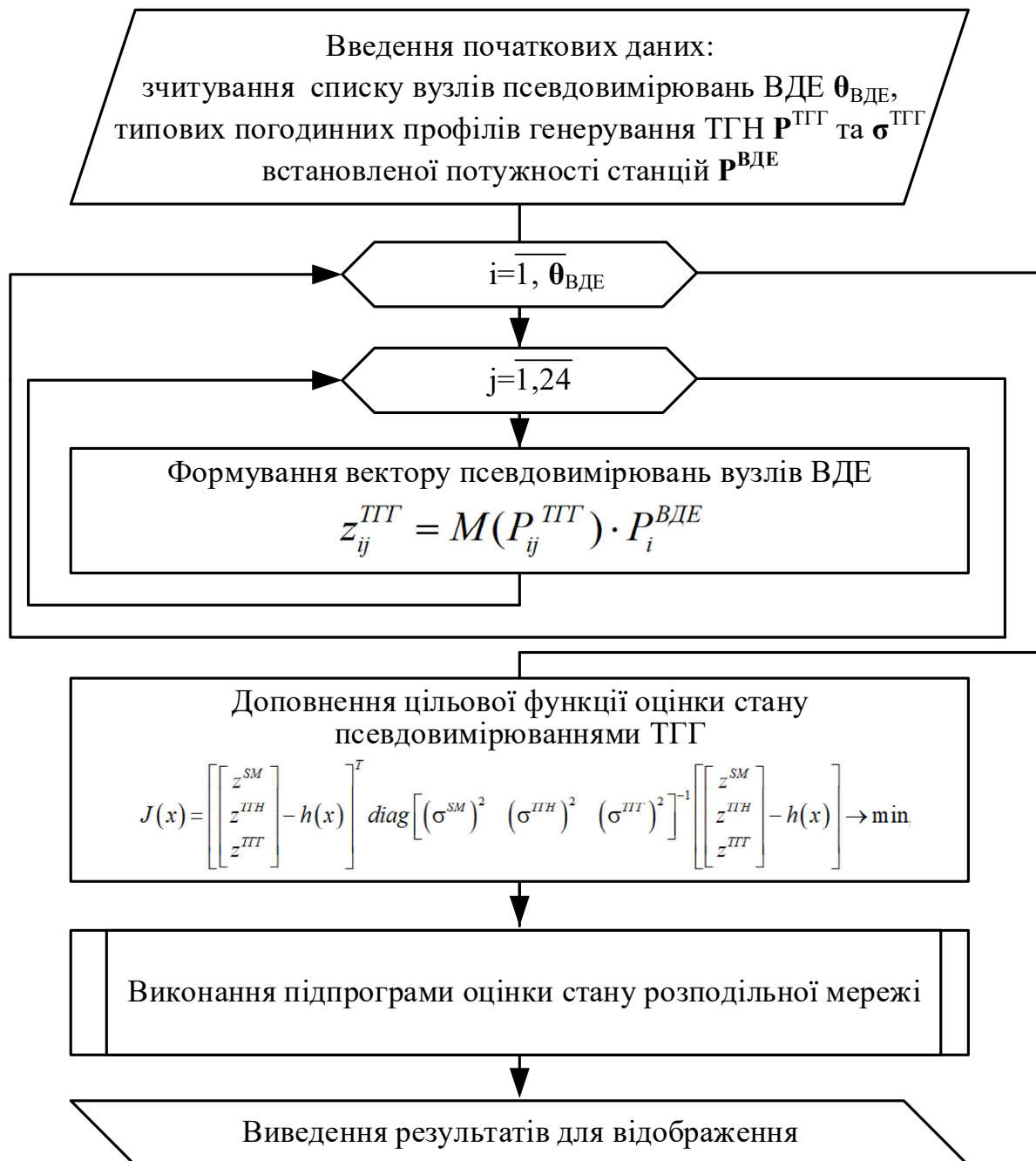


Рисунок 3.4 – Алгоритм врахування електроенергії генерованої відновлюваними джерелами енергії

Застосування наведеного алгоритму передбачає використання типових погодинних графіків генерування для відновлення втраченої інформації про обсяг електричної енергії, який відпущений в електричну мережу ВДЕ або прогнозування її виробітку.

Типові добові графіки генерування формуються на основі типових наборів даних про метеорологічний рік для конкретної місцевості з прив'язкою до місяця.

Для фотовольтаїчних електричних станцій на основі типового графіку сонячної погодинної інсоляції  $I_{cn}$  формується типовий графік генерування потужності для вказаного ВДЕ за виразом (див. п.п. 2.2.2):

$$P_{ij}^{TGT} = F_{тер} \cdot I_{cn} \cdot \eta_{фм} \cdot \Delta P_{\%}$$

Для вітрових електричних станцій типові набори даних про метеорологічний рік в частині швидкості вітру перераховуються відповідно до залежностей потужності вітрогенераторів від швидкості вітру (див.п.п. 2.2.2)

За результатами розрахунку  $P_{ij}$  формується вектор псевдовимірювань що відповідає зазначеним типовим графікам генерування:

$$z_{ij}^{TGT} = M(P_{ij}^{TGT}) \cdot P_i^{BDE}$$

Наступним кроком алгоритму псевдовимірювання генерування потужності ВДЕ доповнюють вектор спостереження  $\mathbf{z}$ , що вміщує вимірювання отримані з пристроїв Smart Metering, псевдовимірювання отримані на базі ТГВ (див. п.п.2.2.1). Після доповнення вектору стану цільова функція оцінки стану приймає такий вигляд:

$$J(x) = \left[ \begin{bmatrix} z^{SM} \\ z^{TGH} \\ z^{TGT} \end{bmatrix} - h(x) \right]^T \text{diag} \left[ (\sigma^{SM})^2 \quad (\sigma^{TGH})^2 \quad (\sigma^{TGT})^2 \right]^{-1} \left[ \begin{bmatrix} z^{SM} \\ z^{TGH} \\ z^{TGT} \end{bmatrix} - h(x) \right] \rightarrow \min$$

Доповнена цільова функція передається у підсистему оцінки стану. За допомогою процедури оцінки стану використані ТГГ та ТГН уточнюються відповідно до попередньо заданої похибки. Отримані результати максимально точно відповідають значенням виміряним за допомогою пристроїв Smart Metering та балансуються відповідно до графіка надходження електроенергії виміряного у голові фідера.

Результати, отримані на основі розробленого методу та алгоритму, дозволяють ідентифікувати стан електричної мережі та підвищити її спостережність для розподільних електричних мереж з ВДЕ. Підвищення спостережності ЕМ дозволить підвищити точність аналізу енергоефективності розподільних мереж за розрахунковий період та підвищити точність визначення НЗТВЕ.

### **3.2.3 Базові алгоритми оцінки стану розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань**

Розроблені у п.п. 2.2 методи підвищення спостережності ЕМ та їх алгоритми (див. п.п. 3.2.1 і 3.2.2) призначені для використання у задачі розрахунку та аналізу втрат електроенергії в електричних мережах та їх структурування. Розв'язання вказаної задачі потребує застосування алгоритму оцінки стану (див. п.п. 2.1) у якості базової процедури, що буде використана для отримання кінцевого результату, а саме уточненого значення технічних втрат електроенергії розподільних електричних мереж.

На основі наявної інформації базовий алгоритм оцінки стану складається з таких етапів:

1. *Попередня фільтрація вимірювань*: перевірка отриманої множини даних для виявлення та усунення вимірювань, які явно помилкові (негативні значення напруги, потужність потоків виходить за межі діапазону, тощо).

2. *Аналіз топології електричної мережі*: на основі стану комутаційних пристроїв та інформації про зв'язність схеми будується математична модель електричної мережі.

3. *Аналіз спостережності*: виконується аналіз достатності наявної інформації для оцінки стану електричної мережі. Якщо спостережною є лише частина мережі, то для неї визначаються спостережні ділянки.

4. *Оцінка стану*: обчислюється статистично оптимальний стан мережі або стан, який найкраще відповідає заданому набору режимних параметрів та її топології з урахуванням точності наявних вимірювань.

5. *Контроль помилкової обробки даних*: на основі статистичних залежностей, ця функція виявляє наявність потенційних помилок у наборі вимірювань. Якщо кількість помилок не перевищує допустимої, то їх можна виявити та усунути.

Математична модель та необхідні етапи оцінки стану приведено у п.п. 2.1.2. У відповідності до наведених етапів та математичних виразів блок-схема застосування базового алгоритму оцінки стану має вигляд показаний на рис. 3.5.

Наведений алгоритм ілюструє ітеративна процедуру засновану на нормальних рівняннях.

На початку алгоритму задається вектор стану з початковими наближеннями у вигляді вимірювань Smart Metering та псевдовимірювань, встановлюється лічильник ітерацій  $k = 0$ . Готується оптимальне сортування рядків та стовпців, для якого необхідні лише ненульові елементи. На наступному кроці обчислюється похибка вимірювань  $\Delta z^k = z - h(x^k)$ . Наведений алгоритм передбачає виконання хоча б однієї ітерації незалежно від початкових даних. Наступним кроком обчислюється матриця Якобі за виразом:

$$H(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x}.$$

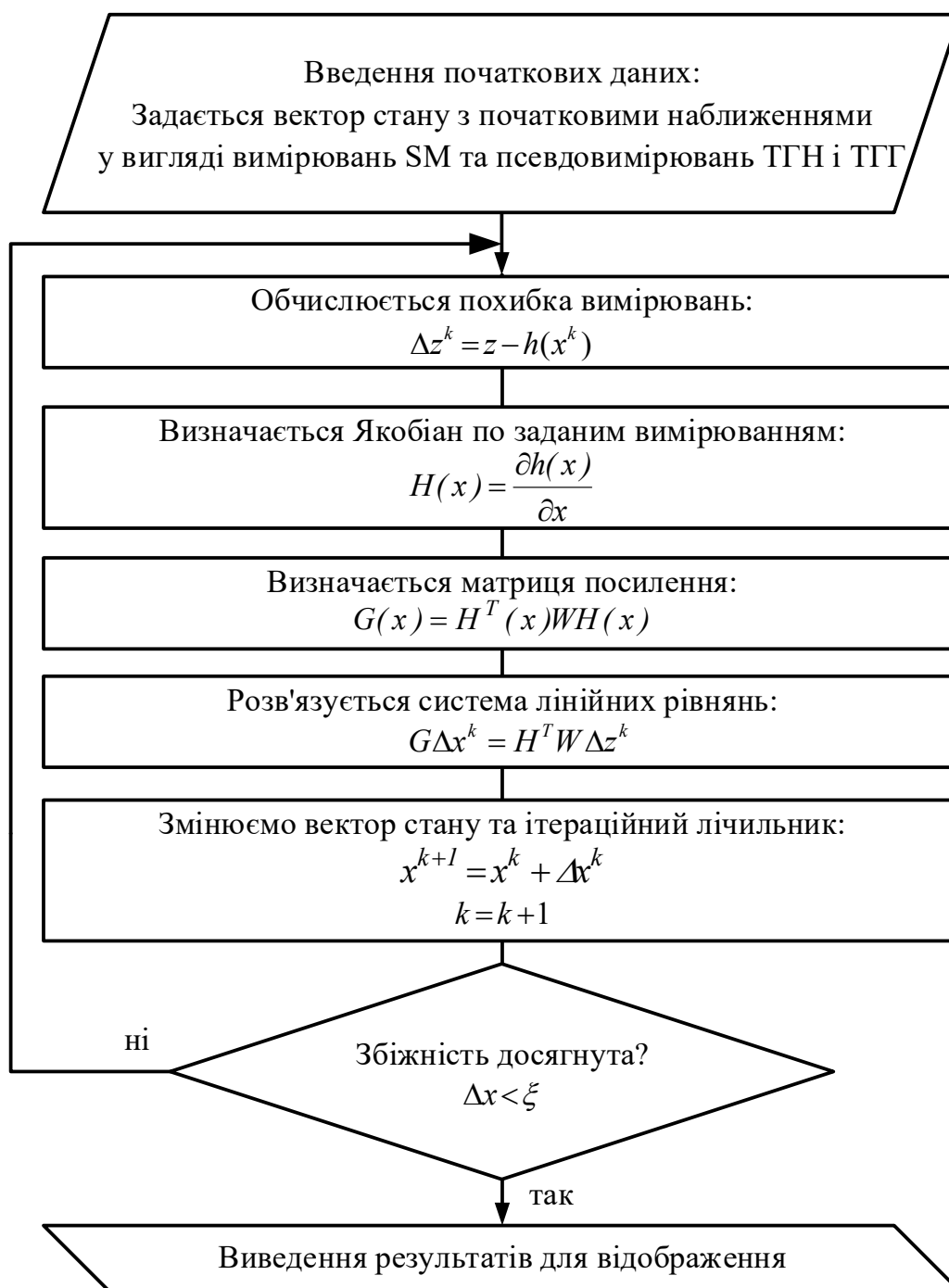


Рисунок 3.5 – Блок-схема застосування базового алгоритму оцінки стану

Відповідно до поставленої задачі у якості вимірювань використовуються показники лічильників та псевдовимірювання у вузлах. Тому вирази для знаходження елементів матриці Якобі матимуть такий вигляд:

$$\frac{\partial P_i}{\partial U_i} = \sum_{j=1}^N U_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) + U_i G_{ij},$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial P_i}{\partial U_j} &= U_{ij}(G_{ij}\cos\delta_{ij} + B_{ij}\sin\delta_{ij}), \\ \frac{\partial Q_i}{\partial U_i} &= \sum_{j=1}^N U_j(G_{ij}\sin\delta_{ij} + B_{ij}\cos\delta_{ij}) - U_i B_{ii}, \\ \frac{\partial Q_i}{\partial U_j} &= U_{ij}(G_{ij}\sin\delta_{ij} - B_{ij}\cos\delta_{ij}).\end{aligned}$$

Відповідно до розрахованої матриці Якобі визначається матриця посилення:

$$G(x) = H^T(x)WH(x).$$

Наступним кроком алгоритм передбачає розв'язання лінійної системи рівнянь:

$$G\Delta x^k = H^T W \Delta z^k.$$

Після розв'язання системи рівнянь вектор стану  $x^{k+1} = x^k + \Delta x^k$  оновлюється і процес повторюється.

Якщо будь-який з елементів  $\Delta x < \xi$  менше заданого порогу збіжності  $\xi$ , повертаємося до кроку 2. В іншому випадку - зупиняємось.

Пропонований алгоритм використовується для визначення типових графіків втрат потужності та визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу.

### 3.3 Алгоритми визначення типових графіків втрат потужності у розподільних мережах

#### 3.3.1 Визначення коефіцієнтів розподілу втрат потужності між вузлами розподільних мереж

У п. 2.3 розроблено метод визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу.

Застосування даного методу передбачає визначення вектору коефіцієнтів розподілу втрат потужності у схемі від потужності навантаження кожної ТП та базується на результатах оцінки стану ЕМ (див. п.п. 2.1.2 та п.п.3.2.3). Алгоритм визначення коефіцієнтів розподілу втрат потужності приведено на рис. 3.6.

У відповідності до наведеного алгоритму, введення початкових даних, а також формування вектору стану винесено на початок алгоритму, оскільки даний етап не потребує обчислень.

Відповідно до введених даних виконується оцінка стану електричної мережі. Такий підхід дозволяє врахувати спади напруги у вітках схеми та зберігає нелінійну залежність втрат від параметрів режиму, враховує неузгодженість вимірювань та псевдовимірювань. Оцінка стану виконується на основі алгоритму наведено у п.п.3.2.3.

За результатами розрахунків формуються масиви напруги  $\dot{\mathbf{U}}$  і  $\dot{\mathbf{U}}_d$  у вузлах і уточнений вектор потужностей навантажень  $\dot{\mathbf{S}}$  з урахуванням очікуваних середньоквадратичних відхилень окремих вимірювань  $\mathbf{W} = \text{diag}[\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2]^{-1}$ .

Як показано на рис. 3.6, після уточнення початкових даних розраховується матриця коефіцієнтів струморозподілу з врахуванням поперечної складової схеми заміщення трансформатора методом одиничних струмів або за формулою (2.19):

$$\mathbf{C}_{\text{РЕМ}} = \mathbf{z}_b^{-1} \dot{\mathbf{M}}_{\text{kt}} (\mathbf{Y}_k + \text{diag}(\mathbf{G} + j\mathbf{B}))^{-1}.$$



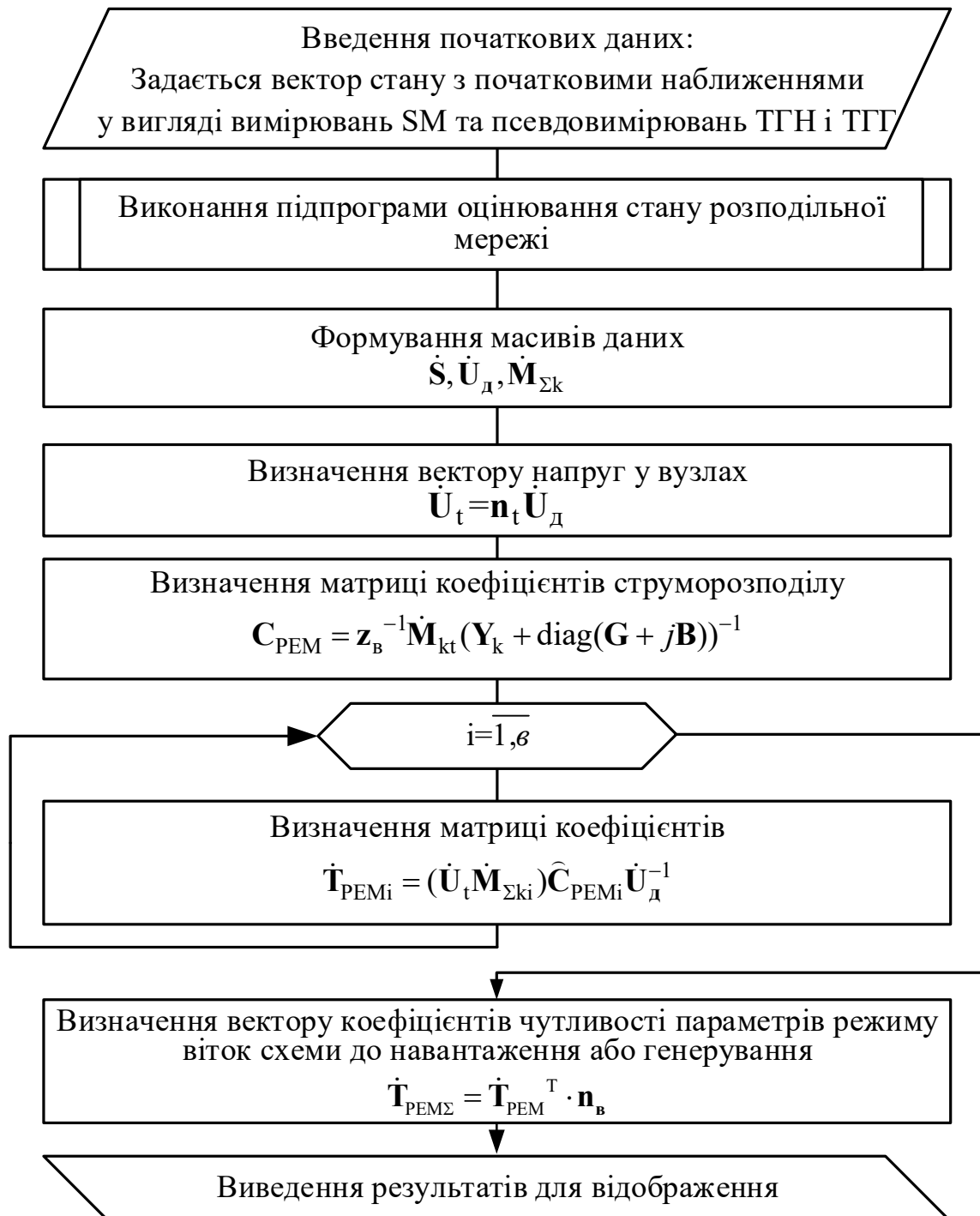


Рисунок 3.6 – Алгоритм визначення коефіцієнтів розподілу втрат потужності

Далі, у відповідності з алгоритмом, по рядках формується матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності  $\dot{T}_{PEMi}$  з використанням матричного співвідношення (2.20):

$$\dot{\mathbf{T}}_{\text{PEMi}} = (\dot{\mathbf{U}}_t \dot{\mathbf{M}}_{\Sigma ki}) \hat{\mathbf{C}}_{\text{PEMi}} \dot{\mathbf{U}}_d^{-1}.$$

Для визначення режимного критерію оптимальності встановлення пристроїв Smart Metering з використанням матриці  $\dot{\mathbf{T}}_{\text{PEM}}$ , на наступному кроці алгоритму розраховується вектор коефіцієнтів чутливості параметрів режиму віток схеми до навантаження або генерування у вузлах PEM за таким виразом:

$$\dot{\mathbf{T}}_{\text{PEM}\Sigma} = \dot{\mathbf{T}}_{\text{PEM}}^T \cdot \mathbf{n}_v.$$

Коефіцієнти розподілу втрат потужності  $\dot{\mathbf{T}}_{\text{PEM}\Sigma}$  приведені до ТП та вказують на частку втрат потужності викликаних цією ТП у електричній мережі.

Отримані результати виводяться для відображення та аналізу.

### 3.3.2 Визначення типових графіків втрат потужності у розподільних мережах

У п.п. 2.5 розроблено метод визначення типових графіків втрат потужності для ТП. Використання вказаного методу дозволить виокремлювати у структурі балансу електроенергії значення втрат для кожного об'єкта обліку та створити передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифу для кінцевого споживача. Алгоритм застосування пропонованого методу приведено на рис. 3.7.

Робота пропонованого алгоритму передбачає наявність набору режимів електричної мережі поданих у вигляді вимірних або розрахункових графіків навантаження ТП. Відповідно до першого етапу роботи алгоритм передбачає виконання програми оцінки стану для узгодження наявної інформації про параметри режиму за алгоритмом (див. п.п. 3.2.3). На основі результатів оцінки стану режимів визначаються коефіцієнти розподілу втрат потужності за алгоритмом визначення коефіцієнтів розподілу втрат потужності (див. п.п. 3.3.1).

Наступним етапом передбачено пошук статистично рівноважних станів втрат потужності. На даному етапі відбувається фільтрація отриманої інформації для видалення грубих помилок та локальних викидів навантаження.

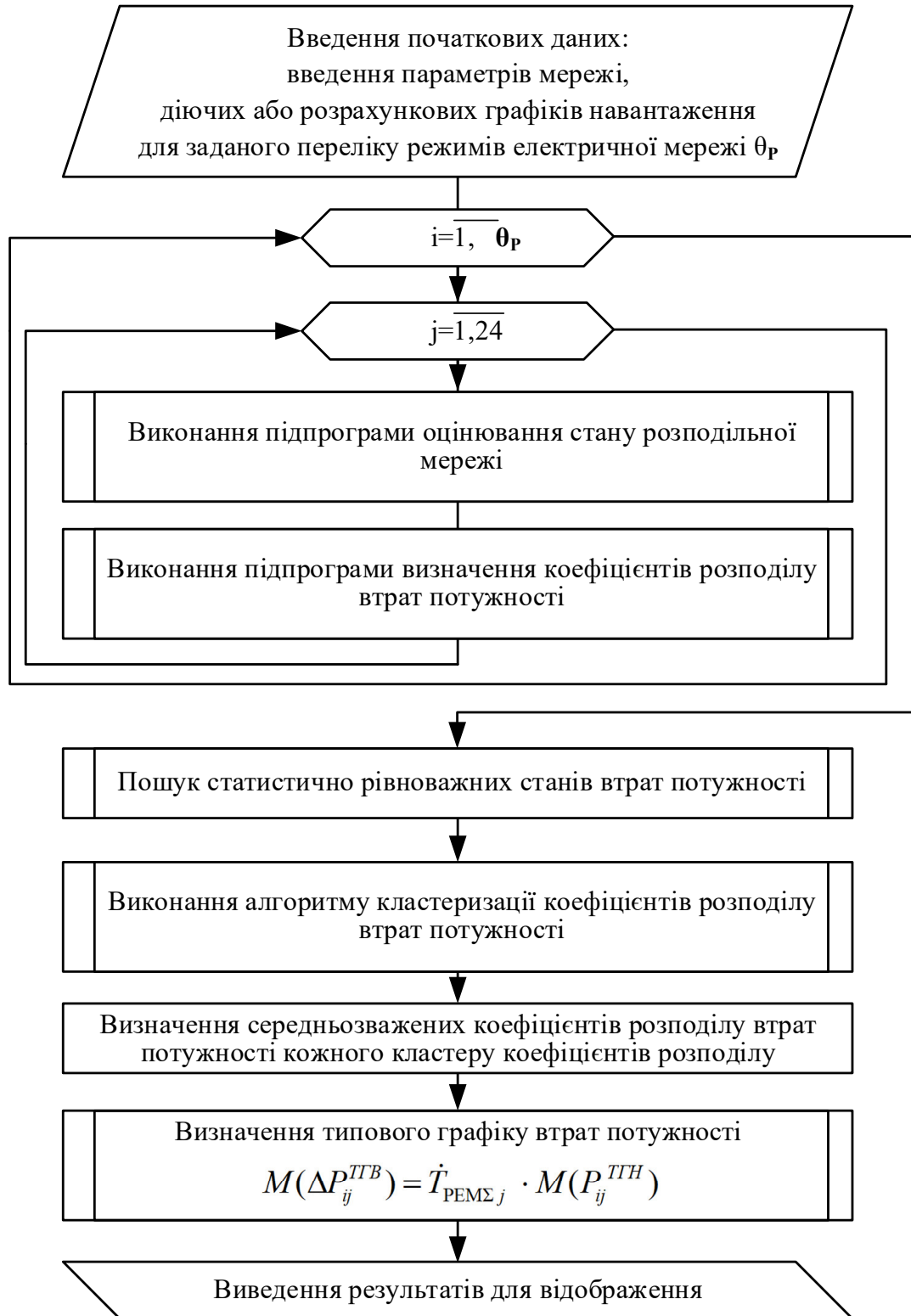


Рисунок 3.7 – Алгоритм визначення типових графіків втрат потужності

Далі відбувається запуск алгоритму кластеризації коефіцієнтів розподілу втрат потужності для групування типових режимів електричної мережі за святковими, вихідними і робочими днями та утворення кластерів схожих між собою графіків навантажень.

На основі отриманих кластерів графіків навантажень визначаються середньозважені коефіцієнти розподілу втрат потужності, які використовуються для визначення типових графіків втрат потужності кожної ТП за виразом:

$$M(\Delta P_{ij}^{TGB}) = \dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot M(P_{ij}^{TGH}),$$

або у іменованих одиницях:

$$\Delta P_{ij}^{TGB} = \dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot \dot{S}_{\Sigma ij} = \dot{T}_{\text{PEM}\Sigma j} \cdot M(P_{ij}^{TGH}) \cdot P_i^{\max}.$$

Отримані результати виводяться для відображення та можуть використовуватись у вигляді типових графіків втрат потужності та можуть використовуватись для виокремлювати у структурі балансу електроенергії значення втрат для кожного об'єкта обліку та створювати передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифу для кінцевого споживача.

### **3.4 Алгоритм визначення послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering у розподільних мережах**

Досліджені математичні моделі багатокритеріального аналізу варіантів та розроблена структура факторів, які впливають на спостережність електричної мережі дають можливість побудувати алгоритм методу визначення оптимальної послідовності встановлення пристроїв Smart Metering на ТП наведених на

рис. 3.8.

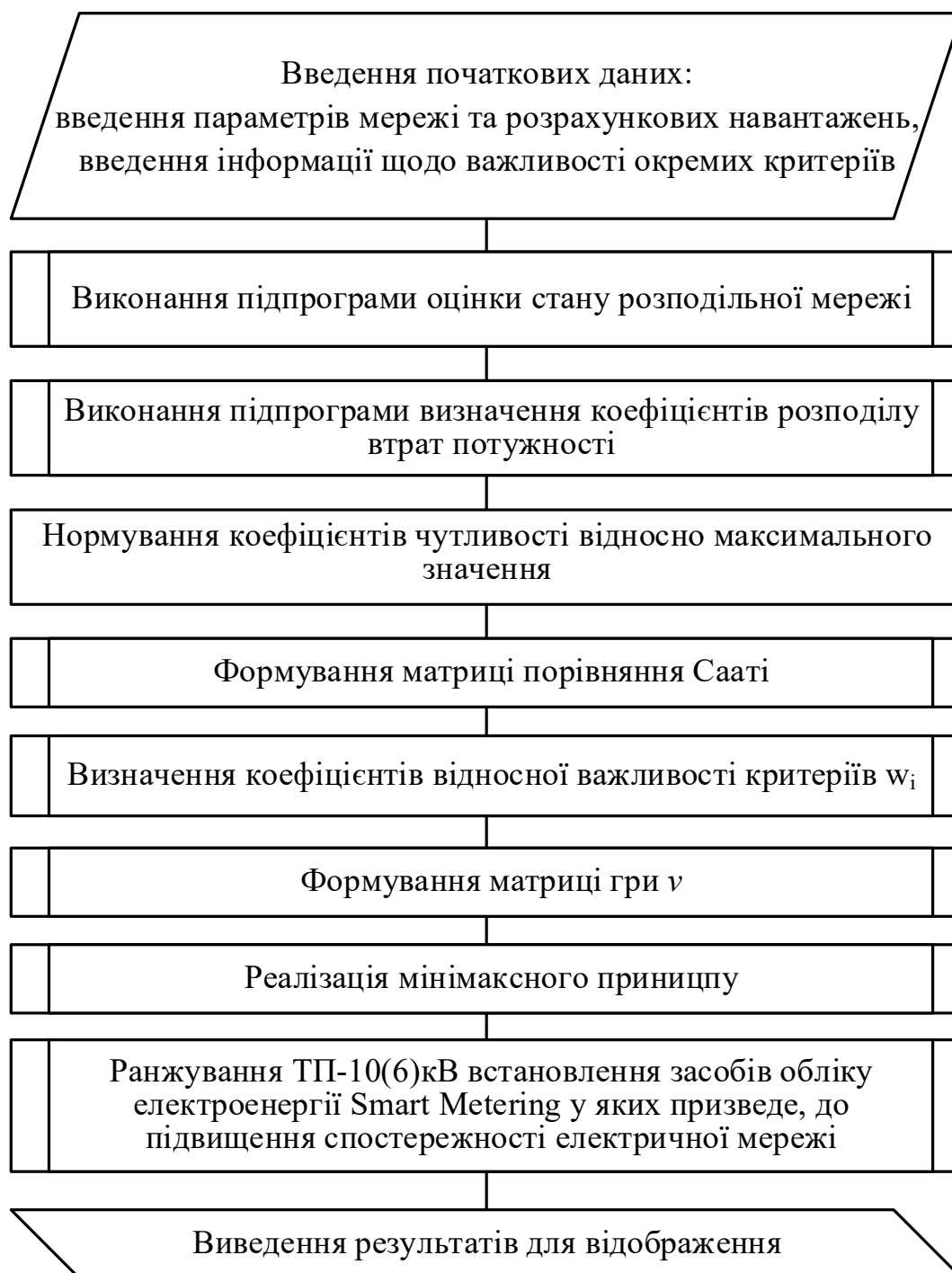


Рисунок 3.8 – Алгоритм визначення послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering у розподільних мережах

Етапи оцінки стану, визначення коефіцієнтів розподілу та їх нормування можна вважати підготовчими, тобто їх може виконати спеціаліст з розрахунків електричних режимів та аналізу технологічних витрат електроенергії один раз.

Реалізація цих кроків передбачає введення експертної інформації, щодо важливості кожної групи та факторів, які входять до складу останніх.

Наступним етапом передбачено використання методу аналізу ієрархій Сааті (див. п.п.2.3). На цьому етапі формується матриця попарного порівняння та рівень переваги відповідних критеріїв. На базі визначених рівнів переваги розраховуються коефіцієнти відносної важливості критеріїв  $w$  та складається матриця гри з урахуванням коефіцієнтів впливовості.

Матриця гри  $v$  заповнюється характеристиками окремих ТП 10(6) кВ по кожній з них у вигляді оцінок з інтервалу  $[0, 1]$ . Степенями даних характеристик будуть коефіцієнти важливості критеріїв  $w$ .

Останнім кроком є реалізація мінімаксного принципу результатом якого є послідовність впровадження пристроїв обліку на ТП за режимними та технічними (матеріальними) параметрами, тобто прийняття рішення щодо необхідності першочергового впровадження Smart Metering саме на цій ТП фідера.

### 3.5 Висновки по розділу 3

1. Запропоновано алгоритми практичної реалізації методу підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань. Розроблені алгоритми використовують типові графіки електричних навантажень та враховують електроенергію генеровану відновлюваними джерелами енергії для підвищення спостережності розподільної електричної мережі. Для оцінки ефективності алгоритмів практичної реалізації методу підвищення спостережності запропоновано базові алгоритми оцінки стану розподільних електричних.

2. Запропоновано алгоритм визначення коефіцієнтів розподілу втрат потужності у схемі від потужності навантаження. Розраховані коефіцієнти розподілу втрат потужності можна використати у якості режимних критеріїв для вибору оптимального місця розташування пристроїв Smart Metering, а також у алгоритмі визначення типових графіків втрат потужності.

3. Застосування розробленого алгоритму визначення типових графіків втрат потужності дозволить автоматизувати уточнення структури балансу електроенергії для кожного об'єкта обліку та сформувати набір типових графіків втрат потужності для кожної ТП залежно від періоду року. Це створить передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифу для кінцевого споживача.

4. Використання алгоритму визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу дозволить обґрунтовано розвивати інформаційну структуру розподільних ЕМ із застосуванням технології Smart Metering та визначати оптимальну послідовність впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering (у особливо критичних точках вимірювання) в умовах обмеженого фінансування.

Результати досліджень, що наведені у даному розділі, опубліковано в [6], [10], [11].

## РОЗДІЛ 4

### **ПРАКТИЧНІ АСПЕКТИ ПІДВИЩЕННЯ ДОСТОВІРНОСТІ РЕЗУЛЬТАТІВ АНАЛІЗУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З ВИКОРИСТАННЯМ ПРИСТРОЇВ SMART METERING ТА ПСЕВДОВИМІРЮВАНЬ**

У попередніх розділах було запропоновано ряд методів та алгоритмів, які дозволяють підвищувати спостережність розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань. У даному розділі виконано ряд практичних розрахунків, які підтверджують адекватність запропонованих методів та працездатність алгоритмів.

Розрахунки виконувалися, на прикладі фрагменту міських мереж 10 кВ м. Вінниця – фідер Ф-165 підстанції 110/10 кВ «Західна». Вказаний фрагмент мережі було обрано з міркувань доступності для проведення натурного експерименту, наявності різнотипних споживачів, кабельних вставок, різнотипного трансформаторного обладнання. Тобто вказаний фрагмент досить точно відтворює стан розподільних електричних мереж, а отримані результати наддадуть можливість зробити узагальнені та систематизовані висновки.

Ефективність та адекватність розроблених методів і алгоритмів може бути показана шляхом обчислювального експерименту. В даному розділі на прикладі реальної розподільної електричної мережі показано працездатність та ефективність методів й алгоритмів, що запропоновані в роботі. Виконано практичні розрахунки з використання типових графіків електричних навантажень для підвищення спостережності розподільної електричної мережі. Досліджено ефективність визначення типових графіків втрат потужності. Визначено оптимальну послідовність впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу. За результатами розрахунків запропонована інформаційна система розподільної електричної мережі на базі концепції Smart Metering.



## 4.1 Перевірка адекватності результатів відтворення та узгодження ТГН

### 4.1.1 Результати натурного експерименту на прикладі міських кабельних мереж м. Вінниці

Для фрагменту міських мереж 10 кВ м. Вінниця – фідер Ф-165 підстанції 110/10 кВ «Західна» (рис. 4.1), що містить 5 ТП 10/0,4 (7 трансформаторів 10/0,4 кВ) було проведено натурний експеримент з метою отримання інформації про повністю спостережну електричну мережу з використанням електронних лічильників [6], [11], [104]. Параметри схеми електричної мережі наведено у табл.4.1. Отримана інформація була використана для перевірки адекватності результатів використання розроблених у роботі методів.

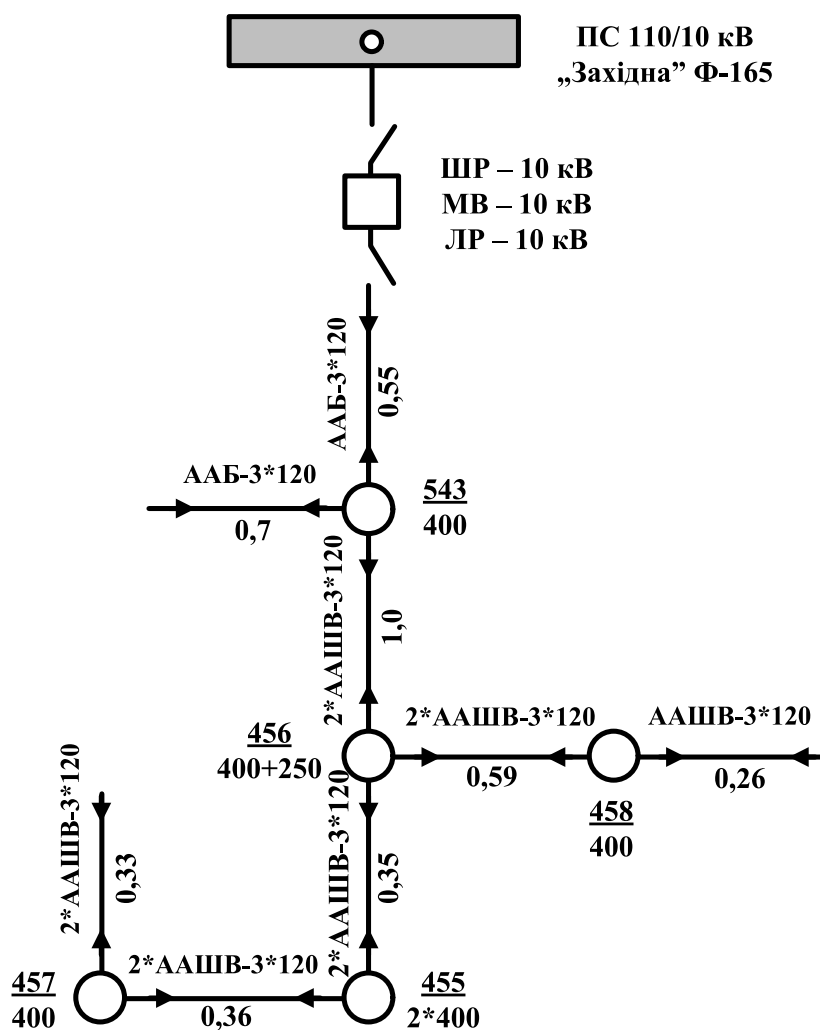


Рисунок 4.1 – Фрагмент спостережної електричної мережі 10 кВ

Таблиця 4.1 – Параметри фрагменту схеми електричної мережі 10 кВ

| №<br>початку | №<br>кінця | R, Ом  | X, Ом  | B, См   | R0, Ом | X0, Ом | B0, См   | L, км |
|--------------|------------|--------|--------|---------|--------|--------|----------|-------|
| 165          | 543        | 0,1435 | 0,0446 | 6,4E-05 | 0,261  | 0,081  | 0,000116 | 0,55  |
| 543          | 456        | 0,131  | 0,041  | 0,00023 | 0,131  | 0,041  | 0,000232 | 1     |
| 456          | 458        | 0,0773 | 0,0242 | 0,00014 | 0,131  | 0,041  | 0,000232 | 0,59  |
| 456          | 455        | 0,0458 | 0,0144 | 8,1E-05 | 0,131  | 0,041  | 0,000232 | 0,35  |
| 455          | 457        | 0,0472 | 0,0148 | 8,4E-05 | 0,131  | 0,041  | 0,000232 | 0,36  |

Використовуючи електронні лічильники (табл. 4.2), для фідера було забезпечено синхронізовану реєстрацію параметрів надходження та відпуску електроенергії з півгодинним інтервалом протягом 11 діб. Таким чином було забезпечено повну спостережність мережі для визначення балансових втрат електроенергії. Крім того, отримано дані для оцінювання динаміки розподілу навантаження між підстанціями для послідовних півгодинних періодів.

Таблиця 4.2 – Марки лічильників Smart Metering

|              |                 |
|--------------|-----------------|
| ТП “Західна” | “Елвін” № 8506  |
| ТП-455 (Т-1) | “Арго” № 409036 |
| ТП-455 (Т-2) | “Арго” № 409022 |
| ТП-456 (Т-1) | “Арго” № 404725 |
| ТП-456 (Т-2) | “Арго” № 404785 |
| ТП-457       | “Арго” № 404700 |
| ТП-458       | “Арго” № 402874 |
| ТП-543       | “Арго” № 409061 |

Протягом періоду проведення експерименту лічильник на головній ділянці фідера (клас точності 0,1) зафіксував наступний графік надходження електроенергії (рис. 4.2). До вибірки увійшли як робочі дні: перша, друга, третя, восьма та дев’ята доба, так і святкові: з четвертої по сьому, десята та одинадцята доба. Перелік споживачів фідера містить юридичних та побутових абонентів. Останнє дає змогу робити узагальнення за результатами аналізу основної та тестової вибірок.

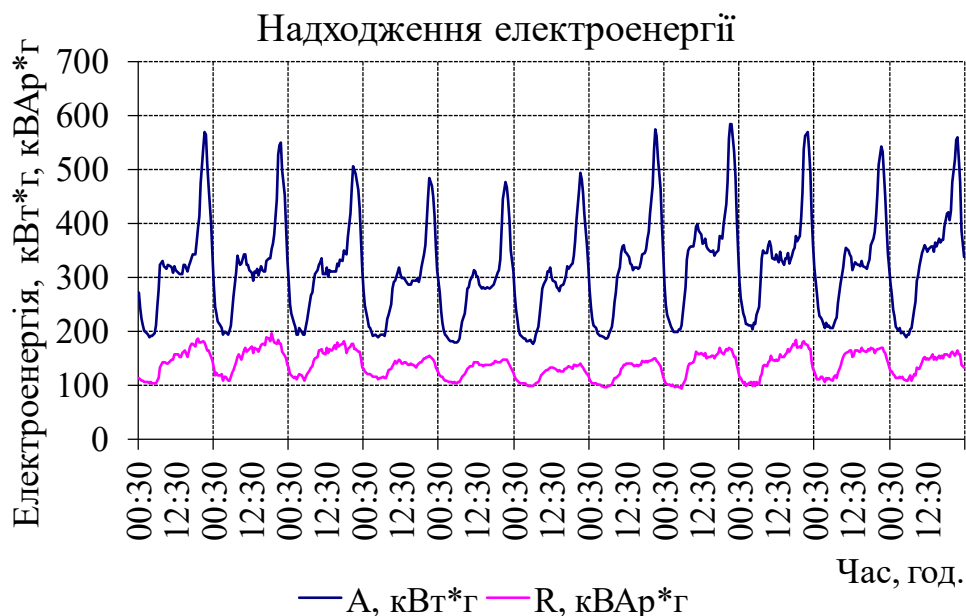


Рисунок 4.2 – Виміряні значення надходження електроенергії з головної ділянки фідера ТП 110/10 кВ протягом одинадцяти днів

Серед ТП 10/0,4 кВ, що задіяні у експерименті, були такі що живлять промислове навантаження (для них 1,2,3 травня спостерігається характерний провал), а також "комунально-побутові", характер відпуску електроенергії з яких фактично не змінюється у святкові дні (рис. 4.3).

В процесі обробки результатів експерименту було виявлено ряд проблем. Так у випадку недостатньої часової синхронізації показників різними лічильниками балансові втрати активної енергії не відповідають дійсним. При цьому неодноразовість може проявлятися не за рахунок неякісного програмування лічильників (невиконання умов синхронізації часу), а за рахунок різного принципу фіксації даних (наприклад, "АРГО" фіксує спожиту електроенергії за 0,5 год., а "ЕЛВІН" – середню потужність за попередній період, а електроенергії – лише за добу). Виявлено також, що в процесі розрахунку режимів міських кабельних мереж 10 кВ, а також під час складання балансів реактивної потужності обов'язковим є врахування смісної генерації кабельних ліній.

Таким чином для використання отриманих результатів обов'язковою є їх синхронізація за допомогою методів оцінки стану електричної мережі (див.п.п. 3.1.3 ).



а)

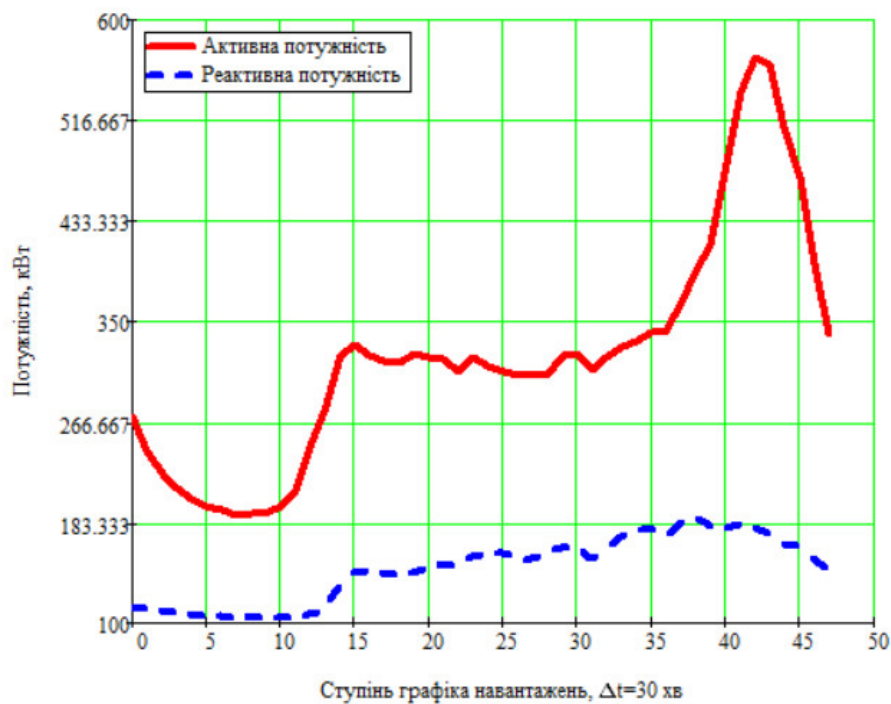


б)

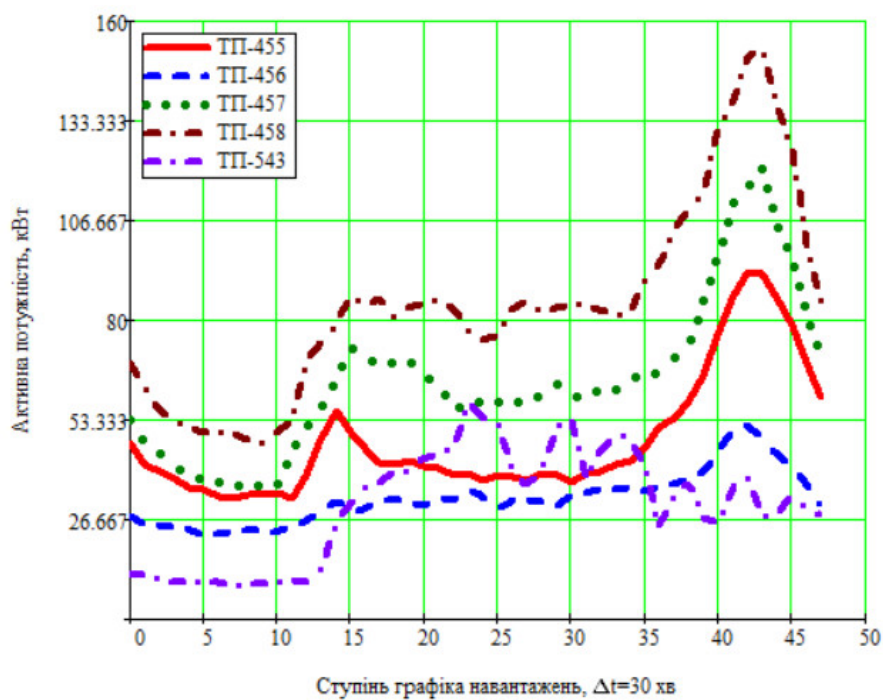
Рисунок 4.3 – Графіки відпуску електроенергії для промислових ТП-543 (а) та комунально-побутових ТП-458 (б) споживачів

Реєстрація параметрів та характер графіка надходження та відпуску електроенергії засобами Smart Metering за одну добу 26.04 показано на рис. 4.4. Як видно з рис. 4.4 форма графіка відпуску електроенергії по ТП-455, ТП-456, , ТП-457 повторює форму графіка надходження електроенергії. Це пояснюється переважаючим навантаженням "комунально-побутових" споживачів. Від ТП-543 отримує живлення також ДПТНЗ «Вінницьке вище професійне училище сфери

послуг», навантаження якого змінює загальну форму графіка споживання електроенергії.



а)



б)

Рисунок 4.4 – Виміряні значення добового надходження електроенергії з головної ділянки фідера (а) та добового відпуску електроенергії споживачів по всім ТП (б)

#### 4.1.2 Аналіз ефективності застосування типових графіків навантаження для розрахунку псевдовимірювань графіків електричних навантажень споживачів

З метою перевірки ефективності застосування методу зворотного перетворення зафіксованих обсягів спожитої електроенергії у псевдовимірювання графіків електричних навантажень споживачів з використанням типових графіків навантаження розробленого у п.п. 2.2.1 в роботі визначено значення максимальної спожитої потужності  $P_i^{max}$  за виразом (2.14):

$$P_i^{max} = \frac{W_i^B}{\sum_{j=1}^{24} M(P_{ij}^{TGH})}.$$

Результати визначення максимальної спожитої потужності за пропонуваним методом та за результатами реальних вимірювань наведено у табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунки максимальної спожитої потужності по ТП

| Назва ТП                                                  | ТП-455 | ТП-456 | ТП-457 | ТП-458 | ТП-543 |
|-----------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Виміряне значення максимальної спожитої потужності, кВт   | 136,6  | 127,8  | 129,8  | 160,8  | 77,64  |
| Відтворене значення максимальної спожитої потужності, кВт | 137.77 | 136.62 | 130.9  | 174.8  | 66.75  |
| Похибка відтворення максимальної спожитої потужності, %   | 0.86%  | 6.90%  | 0.85%  | 8.71%  | 14.03% |

Відповідно до розрахункової максимальної спожитої потужності по ТП виконано відновлення графіків навантажень всіх ТП. Враховуючи характер навантаження ТП обрано ТГН для "комунально-побутових" споживачів [105]. На рис. 4.5 наведено графіки відпуску електроенергії, зафіксовані на шинах 0,4 кВ

ТП-455 (побутова) та відновлений по ТГН графік навантаження за одну добу 26.04.

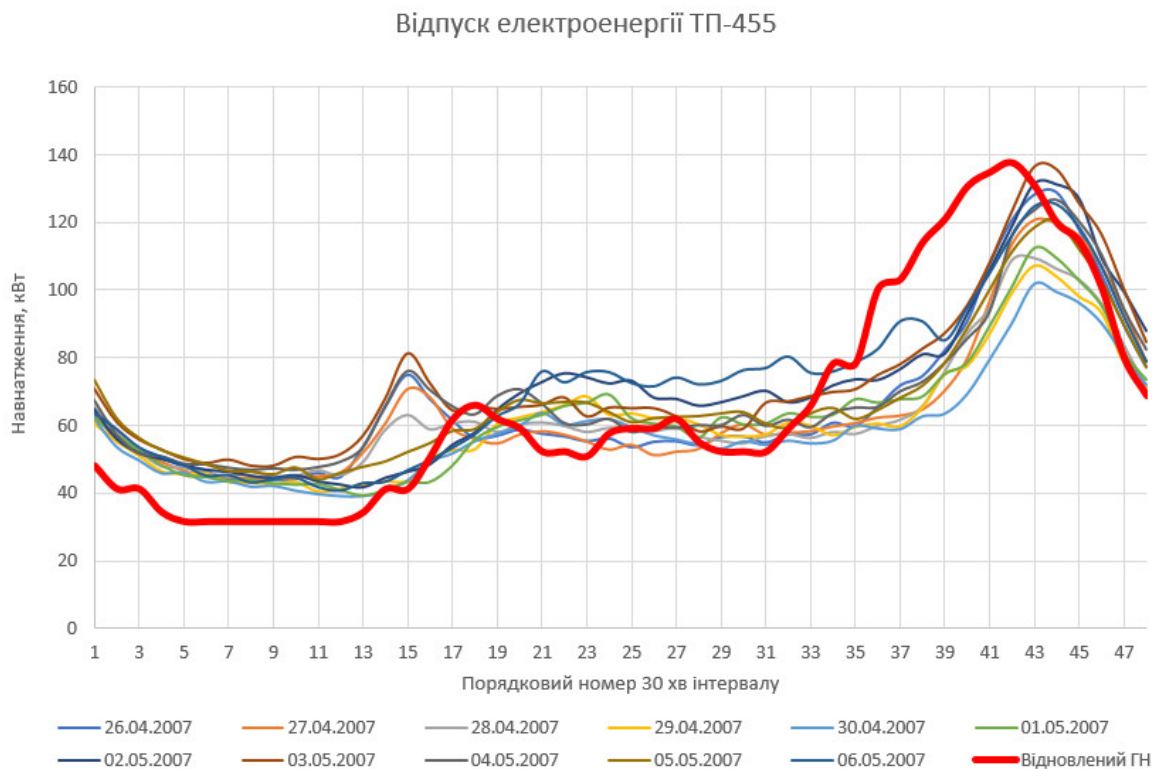


Рисунок 4.5 – Відпуск електроенергії, зафіксований на шинах 0,4 кВ ТП-455 (побутова) та відновлений по ТГН графік навантаження за одну добу 26.04

Аналогічні розрахунки було виконано для всіх ТП 10/0,4 кВ. Подібність відновлених ТГН та вимірних результатів було оцінено за допомогою середньоквадратичного відхилення відповідно до кожної доби вимірювань та ТП. Результати розрахунків показано на рис.4.6. Як видно з графіків (рис.4.6) середньоквадратичне відхилення для ТГН "комунально-побутових" споживачів складає від 20 до 35%. У випадку ТП-543 отримані результати чітко вказують на необхідність узгодження ТГН різних КВЕД та виконання кластеризації по робочим та вихідним дням, оскільки у навантаженні ТП-543 переважає ТГН який відповідає КВЕД закладу освіти [103] у робочі дні та комунально-побутовий ТГН у вихідні дні.

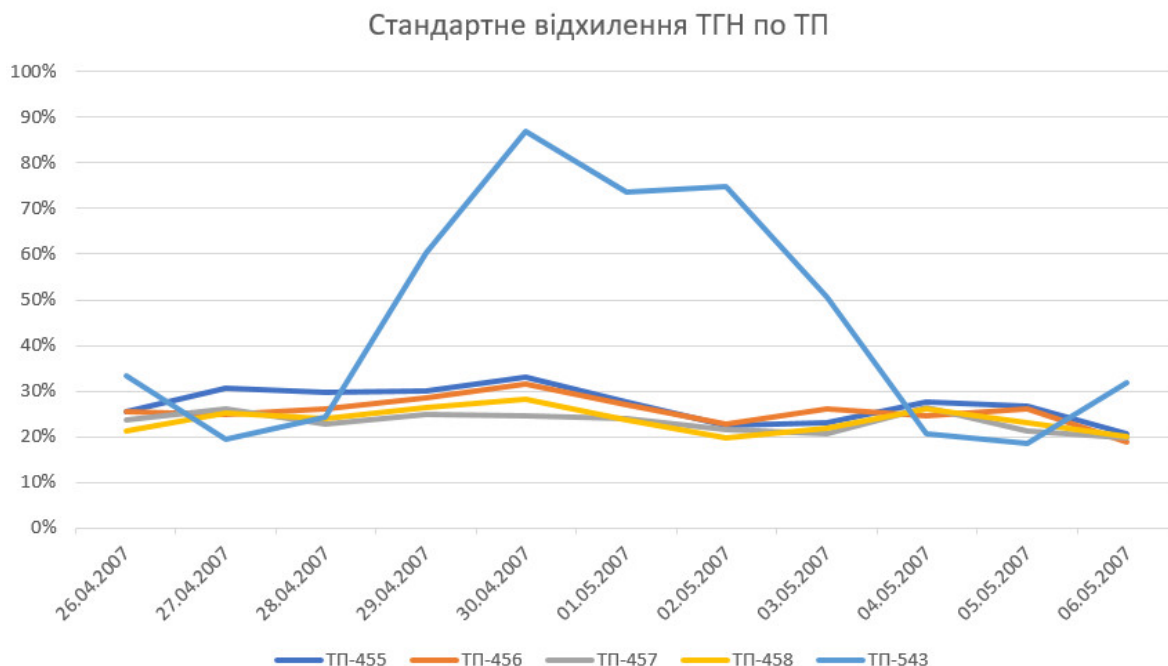


Рисунок 4.6 – Середньоквадратичне відхилення для відтворених ТГН

З метою перевірки ефективності пропонованого у п.п. 2.2.1 методу узгодження ТГН за КВЕД споживачів, в роботі виконано узгодження ТГН що відповідають "комунально-побутовому" споживанню та КВЕД закладу освіти.

Для визначення узгодженого графіка електричних навантажень використано вираз:

$$z_{ij}^{TGH} \text{ през} = \left[ \sum_{i=1}^N \left( M(P_{ij}^{TGH}) \cdot k_i^{KVED} \right) \right] \cdot P_n^{\max}.$$

Для розрахунку прийнято  $P^{\max}=0,43$  кВт, що відповідає максимуму споживання закладу освіти за робочий день 27.04.2007 та  $k^{KVED}=0,7$ . Результати узгодження у графічному вигляді показано на рис. 4.7. Середньоквадратичне відхилення узгодженого графіка від виміряного приладами Smart Metering складає 8,1%. Аналогічні розрахунки виконано для вихідного дня, що відповідає 01.05.2007 р. Результати узгодження у графічному вигляді показано на рис. 4.8. Середньоквадратичне відхилення узгодженого графіка за ТГН та виміряного приладами Smart Metering складає 2%.



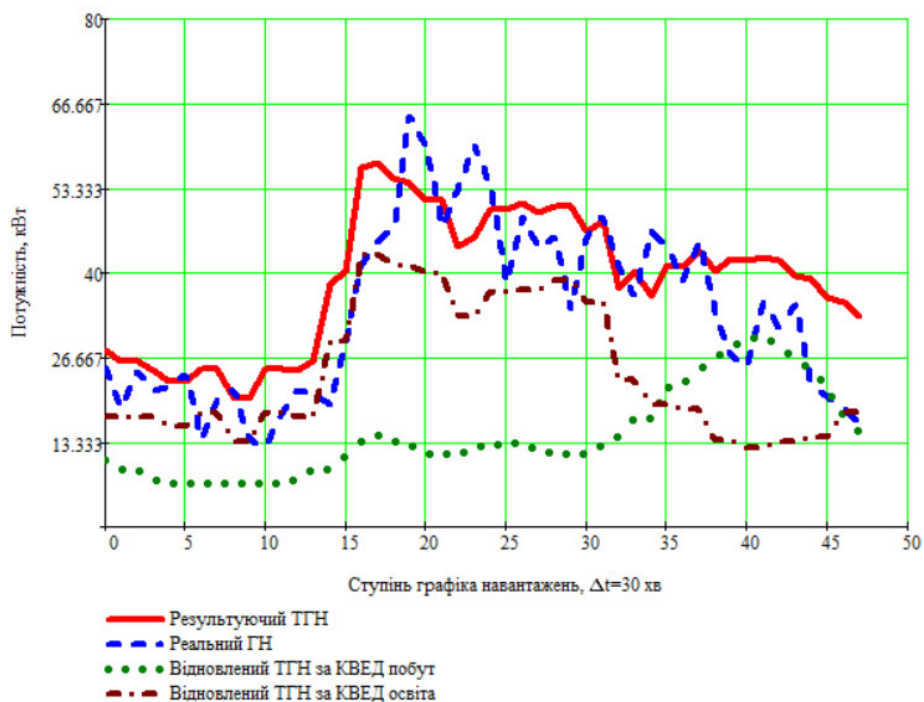


Рисунок 4.7 – Відпуск електроенергії, зафіксований на шинах 0,4 кВ ТП-543 (побутова+заклад освіти), відновлені та узгоджені ТГН за робочий день

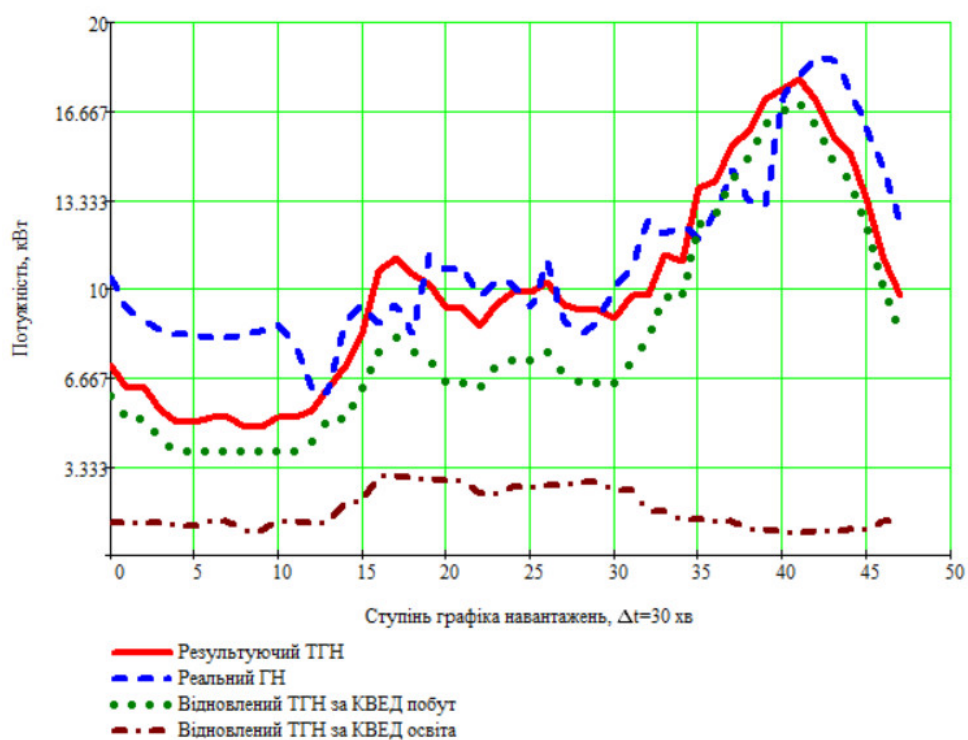


Рисунок 4.8 – Відпуск електроенергії, зафіксований на шинах 0,4 кВ ТП-543 (побутова+заклад освіти), відновлені та узгоджені ТГН за вихідний день

## 4.2 Аналіз ефективності застосування псевдовимірювань для забезпечення спостережності розподільних електричних мереж

Для експериментального підтвердження можливості використання ТГН з метою формування псевдовимірів, було виконано заміну виміряних потужностей навантаження для вузлів ТП-458, ТП-543. ТП-455 та ТП-456 на відтворені за типовими графіками та сумарним споживанням електроенергії протягом періоду експерименту (інформація з АСКОВЕ) [11]. Після оцінки стану ЕМ та визначення  $h(x)$  було розраховано відносні похибки оцінювання параметрів режимів з півгодинним осередненням (рис. 4.9, б–г) (див. Додаток Б).

На рис. 4.9, б, в показано діаграми зміни відносної похибки оцінювання осереднених потужностей навантаження підстанцій ЕМ для випадку використання псевдовимірів у вузлі з найбільшим електроспоживанням (ТП-458) та у вузлі з найменшим електроспоживанням (ТП-543), відповідно. Для кожного з 48 вимірювань добового графіка відносна похибка відтворення потужностей навантаження не перевищує 0,01 %. Тобто використовуючи ТГН з наступною оцінкою стану, інформацію про зміни електроспоживання у вузлах ЕМ було відновлено з високою точністю.

На рис. 4.9, г показано діаграми зміни відносної похибки оцінювання осереднених потужностей навантаження підстанцій за відсутності виміряної інформації для вузлів ТП-455 та ТП-456. Вказані вузли мають найбільшу кількість приєднаних ліній, тому наявність телевимірів для них істотно впливає на перетікання енергії у ЕМ. Аналіз результатів показав, що використання псевдовимірів навантаження для вказаних вузлів призвело до зростання відносної похибки оцінювання осереднених потужностей до 5 % (рис. 4.9, г).

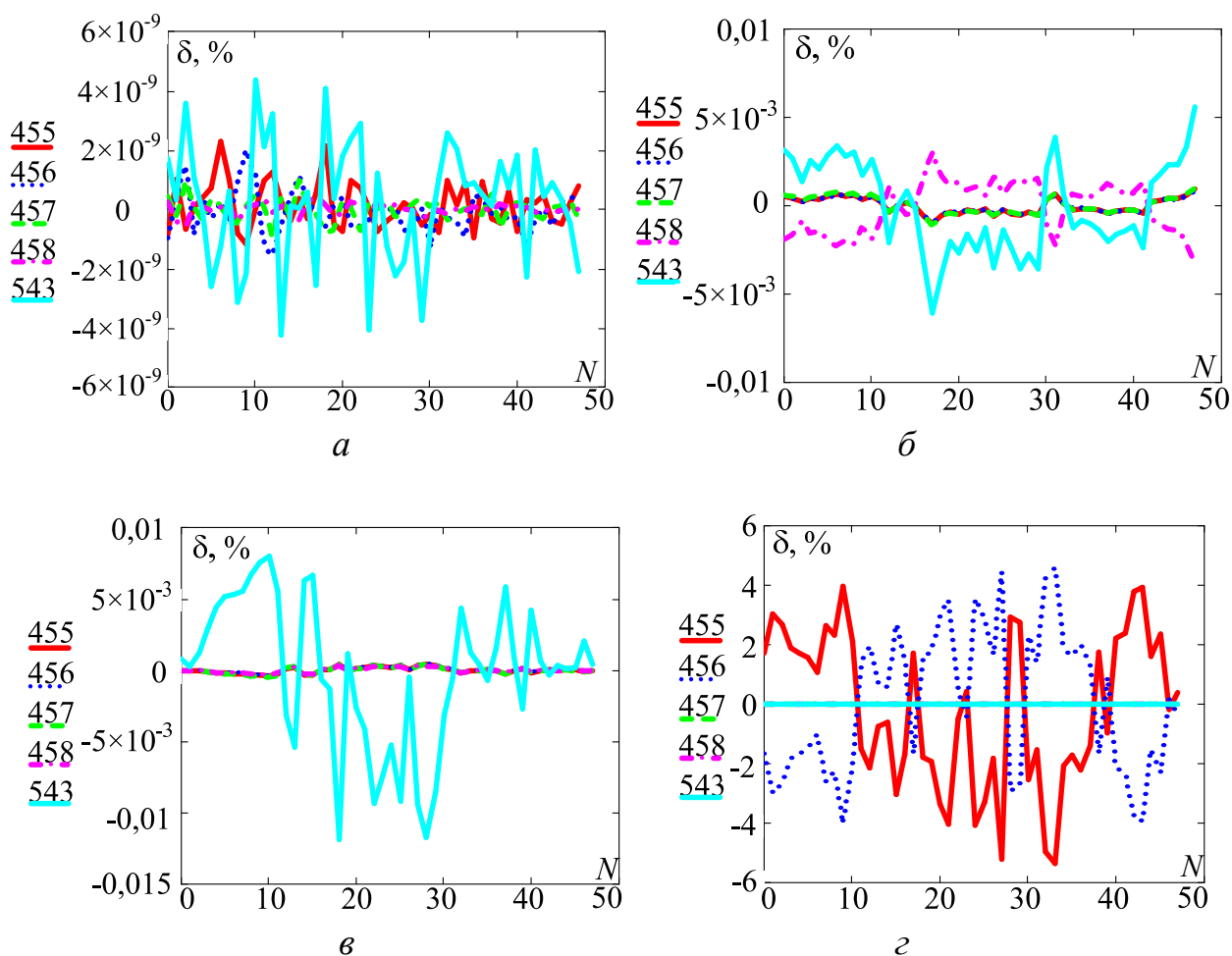


Рисунок 4.9 – Максимальні відносні похибки моделювання динаміки режимів ЕМ за відсутності достатньої інформації: *a* – для абсолютно спостережної мережі; *б* – за відсутності вимірів у вузлі ТП-458; *в* – за відсутності вимірів у вузлі ТП-543; *г* – за відсутності вимірів у вузлах ТП-455 та ТП-456

Таким чином, за результатами експерименту було встановлено, що інформацію про зміни електроспоживання у розподільних ЕМ можна відновити з прийнятною точністю шляхом використання типових графіків навантаження та інформації АСКОЕ. Результати натурного експерименту підтверджують необхідність врахування взаємозв'язків між вузлами ЕМ для забезпечення належної точності оцінювання їх навантажень. Відсутність вимірювань для прохідних підстанцій (ТП-455 та ТП-456) призводить до зростання похибки оцінювання навантаження (рис. 4.10, *г*). Збільшення точок вимірювання дає змогу отримувати точніші результати (рис. 4.10, *б*, *в*).

Ефективність оцінки стану розподільних електричних мереж за відсутності достатньої інформації показано також на діаграмі зміни відносної похибки оцінювання напруги на шинах підстанцій ЕМ для випадку використання псевдовимірювань (рис. 4.10). Похибка розрахунку напруги на шинах ТП 10 кВ знаходиться у межах 0,2%, яка порівняно з небалансом надходження та споживання є припустимою для складання уточненої структури балансу електроенергії.

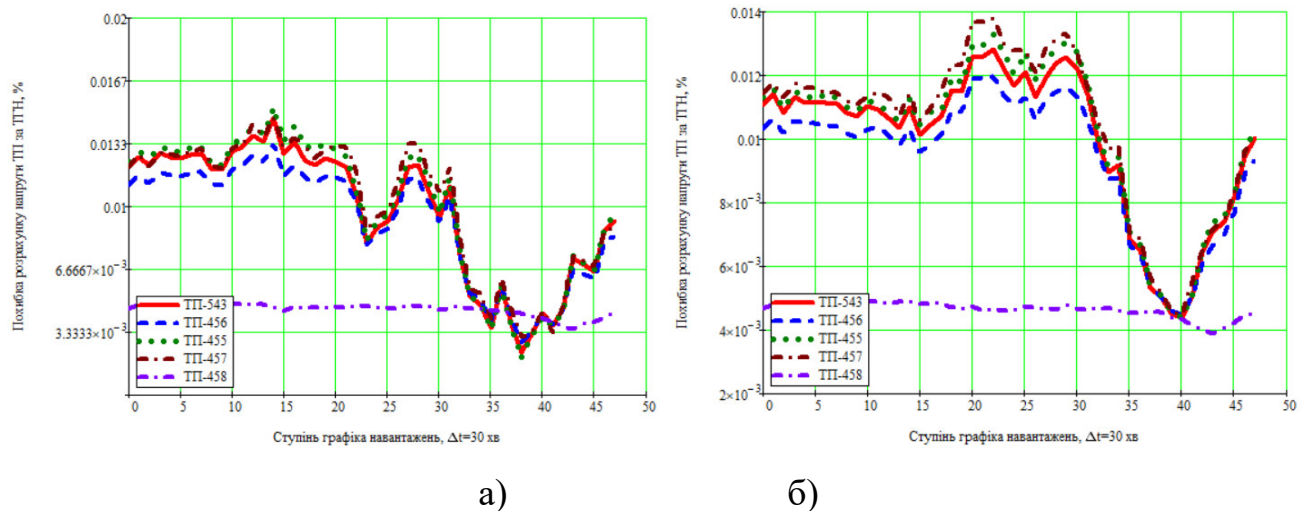


Рисунок 4.10 – Діаграма зміни відносної похибки оцінювання напруги на шинах підстанцій ЕМ для випадку використання псевдовимірювань:

а) робочий день; б) вихідний день

За результатами виконаних досліджень показано, що окремі задачі моніторингу параметрів ЕМ та планування заходів щодо зменшення витрат електроенергії можуть розв'язуватися на основі псевдовимірювань. Так, використовуючи агреговану інформацію АСКОЕ та типові графіки навантаження, можна оцінити осереднені значення потужності навантаження довільного вузла ЕМ. Точність відновлення виявляється прийнятною для використання у розрахунках режимних параметрів ЕМ та витрат електроенергії, а також у оптимізаційних процедурах з планування енергоощадних заходів.

### 4.3 Визначення типових графіків втрат потужності

У п. 2.4 розроблено метод визначення типових графіків втрат (ТГВ) потужності на основі результатів оцінки стану мережі, матриці коефіцієнтів розподілу та середньоквадратичної похибки у величині змінних втрат.

Відповідно до алгоритму (див. п.п. 3.3.1) визначено коефіцієнти розподілу втрат потужності  $\dot{T}_{\text{РЕМ}\Sigma}$  для всіх ТП досліджуваної електричної мережі протягом 11 днів з їх подальшою кластеризацією на робочі та вихідні дні. Результати розрахунків показано у вигляді діаграм на рис. 4.11.

Для побудови типового графіка втрат потужності викликаних кожним окремим вузлом відповідно до заданої йому ТГН (див п.п.2.2.1) необхідно скористатись виразом:

$$\Delta P_{ij}^{TGB} = \dot{T}_{\text{РЕМ}\Sigma j} \cdot \dot{S}_{\Sigma ij} = \dot{T}_{\text{РЕМ}\Sigma j} \cdot M(P_{ij}^{TGH}) \cdot P_i^{\max}.$$

Прийнявши за математичне очікування середнє значення коефіцієнтів розподілу втрат потужності визначено типові графіки втрат потужності. Результати розрахунків показано на рис.4.12 для всіх вузлів схеми та на рис.4.13 для ТП-543 із вказанням середньоквадратичного відхилення у вигляді графіків.

Пропонований метод формування типових графіків втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 10(6) кВ базується на результатах оцінки стану мережі, що дає змогу визначати типові графіки втрат потужності для кожної ТП фідера в умовах критичної спостережності електричної мережі. Накопичення розрахункової вибірки дасть змогу створити альбом типових графіків втрат потужності для кожної ТП фідера.

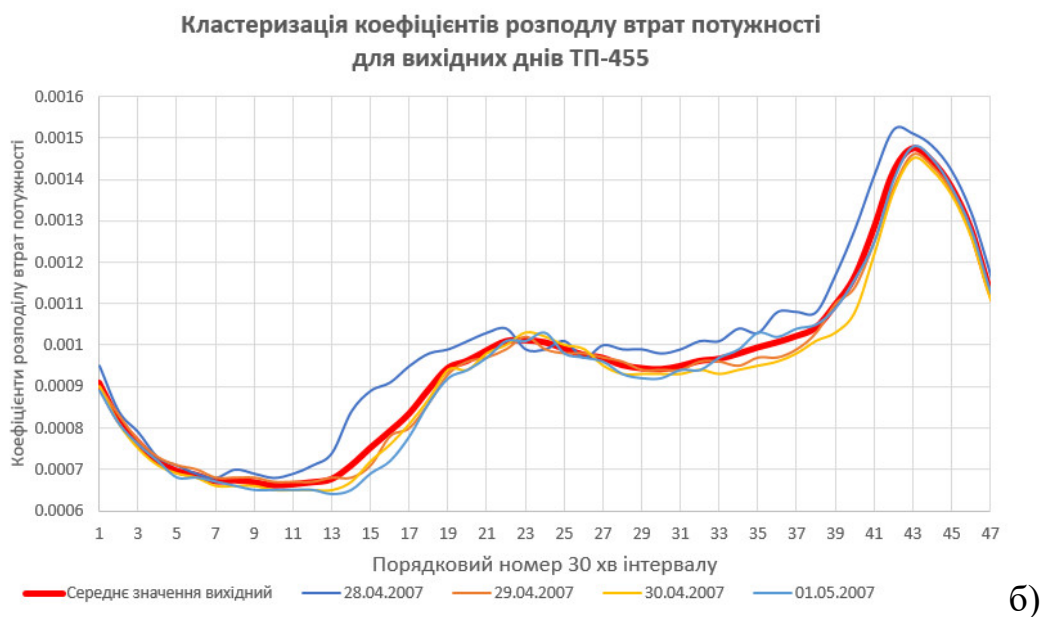
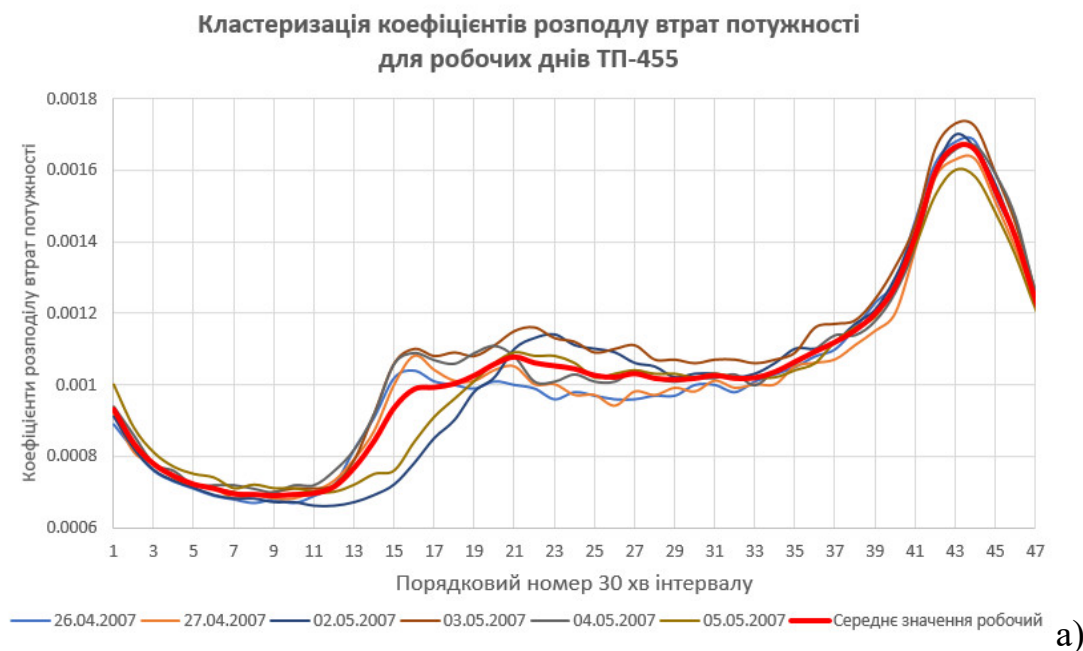
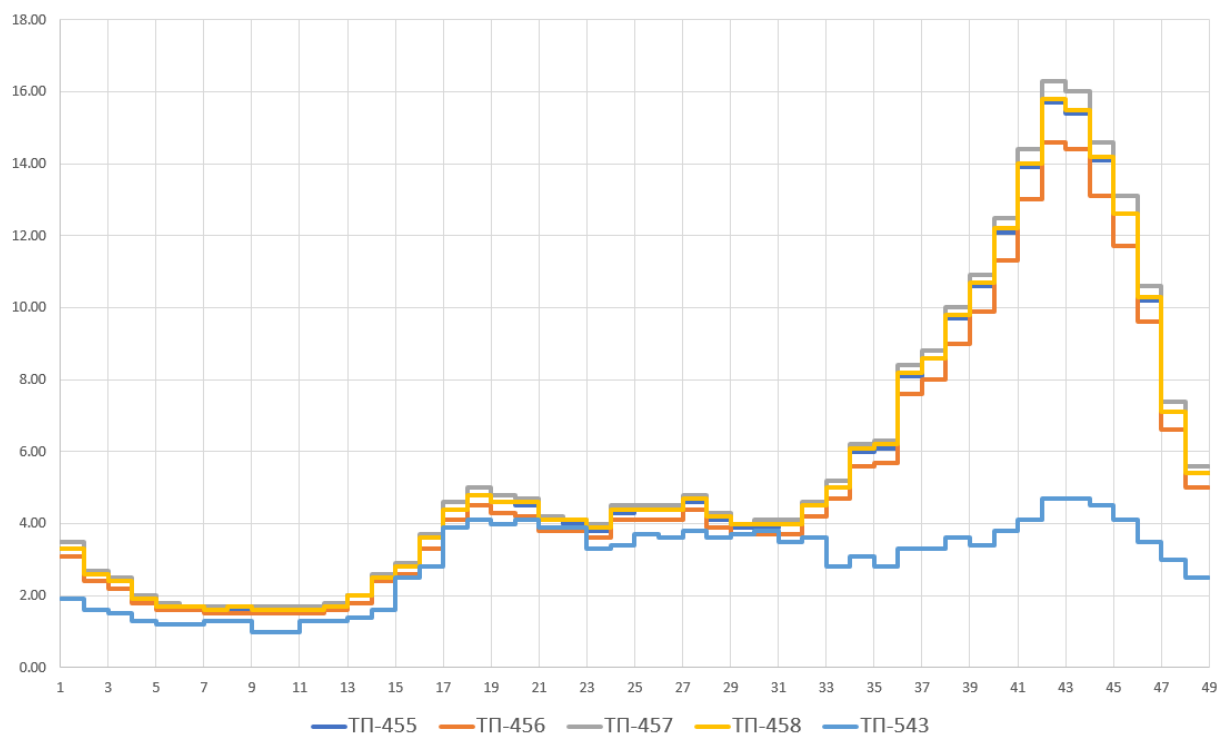


Рисунок 4.11 – Коефіцієнти розподілу втрат потужності та втрати електроенергії викликані навантаженням ТП-455: а) робочий день; б) вихідний день.

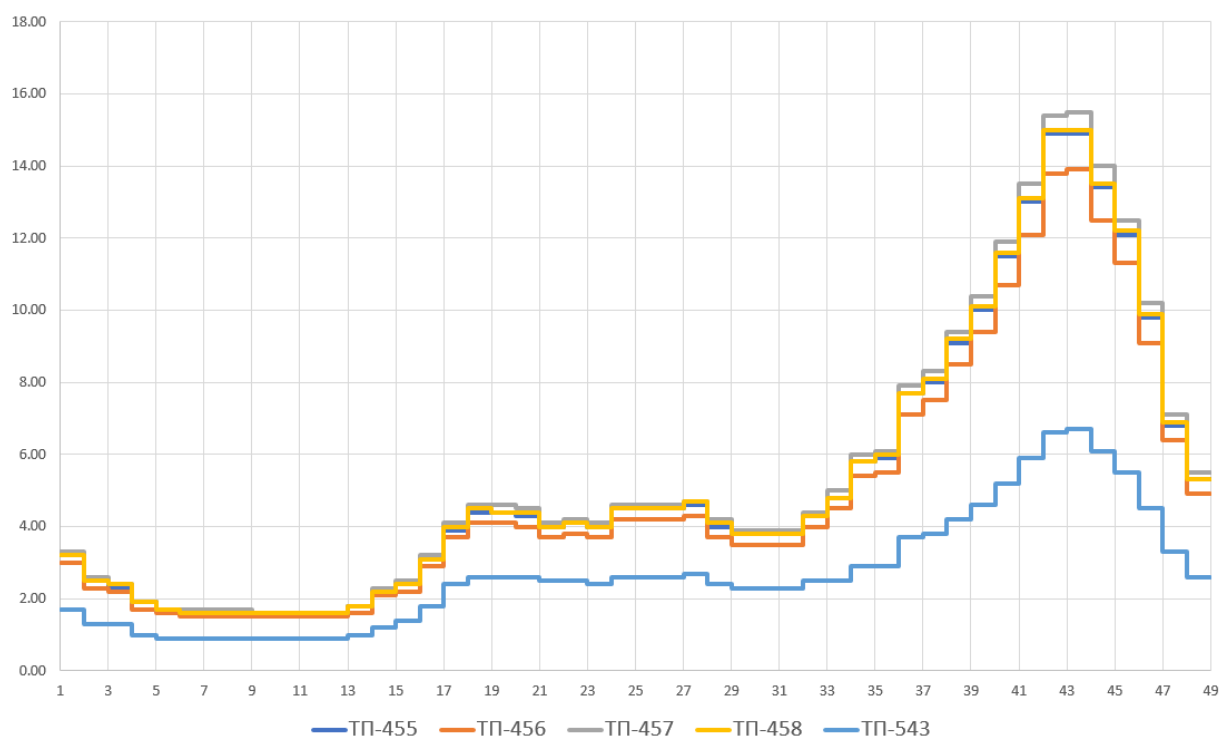
Застосування альбому запропонованих типових графіків втрат потужності для кожної ТП фідера дозволить виявляти помилки у структурі балансу електричної мережі, проблемні ланки, оцінювати внесок кожного споживача у втрати електроенергії шляхом елементарних розрахунків і створити передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до його тарифу.

Типові графіки втрат потужностей (робочий день)



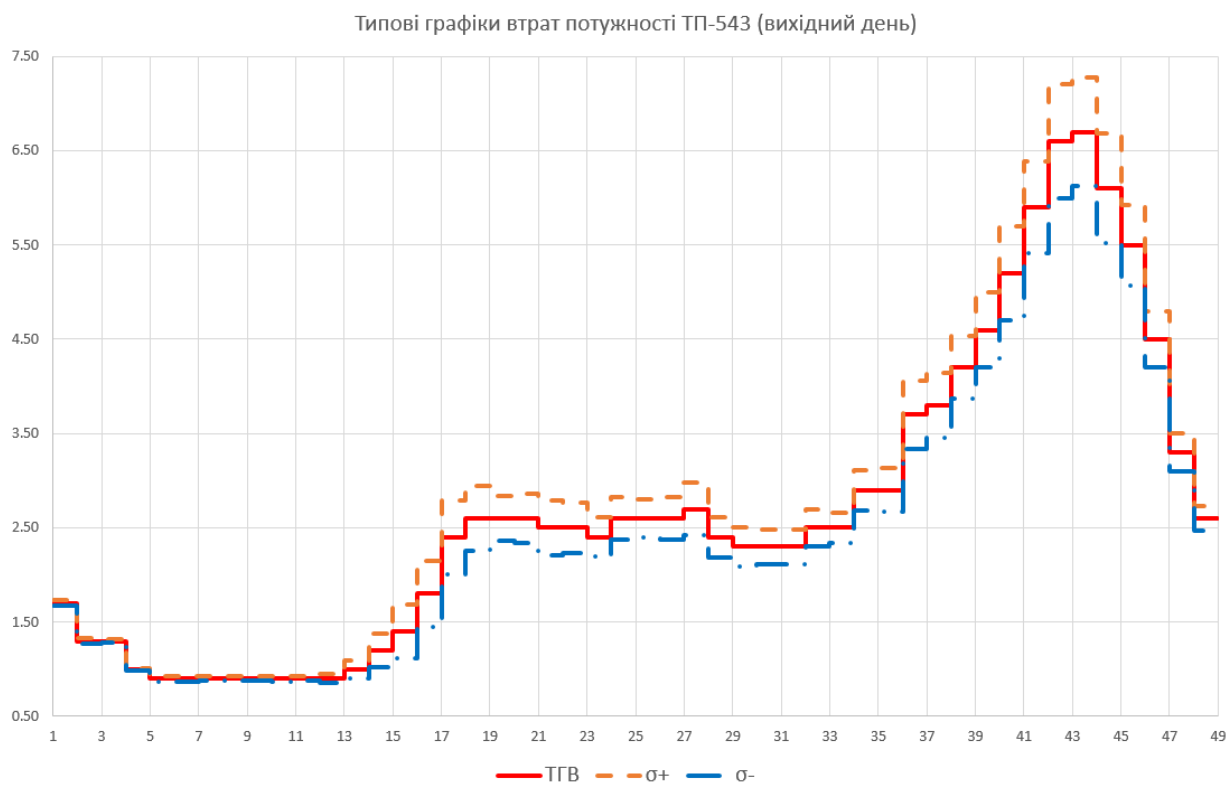
а)

Типові графіки втрат потужностей (вихідний день)

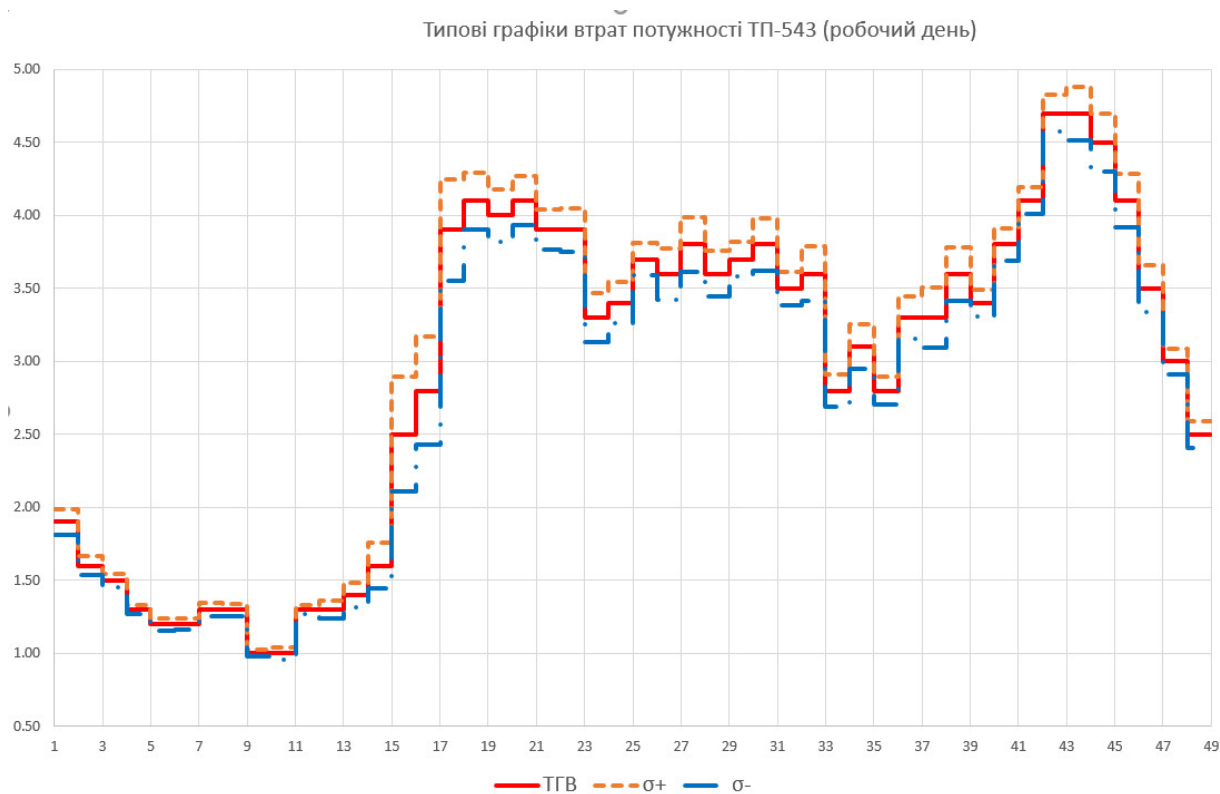


б)

Рисунок 4.12 – Типові графіки втрат потужності для ТП фрагменту електричної мережі: а) робочий день; б) вихідний день.



a)



б)

Рисунок 4.13 – Типові графіки втрат потужності для ТП-543 та їх стандартне відхилення: а) робочий день; б) вихідний день.



#### 4.4 Оптимізація структури інформаційної системи аналізу втрат електроенергії у розподільних мережах на базі концепції Smart Metering

Користуючись алгоритмом визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering із застосуванням математичного апарату чутливості та багатокритеріального аналізу (див.3.3.1) перевіримо можливість реалізації мінімаксного принципу для багатокритеріального аналізу фрагмента схеми рис. 4.1.

Практична реалізація мінімаксного принципу для прикладу багатокритеріального аналізу фідера, який складається з 5 ТП 10(6) кВ буде мати наступний вигляд та аналізується за 5 критеріями.

Нехай кожна ТП представлена наступними множинами оцінок за кожним з 5 критеріїв:

$$\begin{aligned} \nu_1 &= \left\{ \frac{0,4^{0,26}}{c_1}, \frac{0,8^{0,23}}{c_2}, \frac{0,4^{0,2}}{c_3}, \frac{1,0^{0,17}}{c_4}, \frac{0,9^{0,14}}{c_5} \right\} = \left\{ \frac{0,79}{c_1}, \frac{0,95}{c_2}, \frac{0,83}{c_3}, \frac{1,0}{c_4}, \frac{0,99}{c_5} \right\}, \\ \nu_2 &= \left\{ \frac{0,5^{0,26}}{c_1}, \frac{0,8^{0,23}}{c_2}, \frac{0,4^{0,2}}{c_3}, \frac{1,0^{0,17}}{c_4}, \frac{1,0^{0,14}}{c_5} \right\} = \left\{ \frac{0,84}{c_1}, \frac{0,95}{c_2}, \frac{0,83}{c_3}, \frac{1,0}{c_4}, \frac{1,0}{c_5} \right\}, \\ \nu_3 &= \left\{ \frac{0,6^{0,26}}{c_1}, \frac{0,8^{0,23}}{c_2}, \frac{0,2^{0,2}}{c_3}, \frac{0,6^{0,17}}{c_4}, \frac{0,6^{0,14}}{c_5} \right\} = \left\{ \frac{0,88}{c_1}, \frac{0,95}{c_2}, \frac{0,72}{c_3}, \frac{0,92}{c_4}, \frac{0,93}{c_5} \right\}, \\ \nu_4 &= \left\{ \frac{1,0^{0,26}}{c_1}, \frac{0,2^{0,23}}{c_2}, \frac{0,2^{0,2}}{c_3}, \frac{0,4^{0,17}}{c_4}, \frac{0,8^{0,14}}{c_5} \right\} = \left\{ \frac{1,0}{c_1}, \frac{0,69}{c_2}, \frac{0,72}{c_3}, \frac{0,85}{c_4}, \frac{0,97}{c_5} \right\}, \\ \nu_5 &= \left\{ \frac{0,2^{0,26}}{c_1}, \frac{1,0^{0,23}}{c_2}, \frac{0,4^{0,2}}{c_3}, \frac{0,6^{0,17}}{c_4}, \frac{0,7^{0,14}}{c_5} \right\} = \left\{ \frac{0,66}{c_1}, \frac{1,0}{c_2}, \frac{0,83}{c_3}, \frac{0,92}{c_4}, \frac{0,95}{c_5} \right\}. \end{aligned}$$

Складемо для проведення багатокритеріального аналізу матрицю ігор (табл.4.4):

Таблиця 4.4 – Матриця гри для всіх ТП

| Критерії                 | К-1(c <sub>1</sub> ) | К-2(c <sub>2</sub> ) | К-3(c <sub>3</sub> ) | К-4(c <sub>4</sub> ) | К-5(c <sub>5</sub> ) | Minmax |
|--------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------|
| ТП-455(v <sub>1</sub> )  | 0.79                 | 0.95                 | 0.83                 | 1.00                 | 0.99                 | 0,79   |
| ТП-456(v <sub>2</sub> )  | 0.84                 | 0.95                 | 0.83                 | 1.00                 | 1.00                 | 0,83*  |
| ТП -457(v <sub>3</sub> ) | 0.88                 | 0.95                 | 0.72                 | 0.92                 | 0.93                 | 0,72   |
| ТП 458(v <sub>4</sub> )  | 1.00                 | 0.69                 | 0.72                 | 0.85                 | 0.97                 | 0,69   |
| ТП -543(v <sub>5</sub> ) | 0.66                 | 1.00                 | 0.83                 | 0.92                 | 0.95                 | 0,66   |

\* Максимальне значення оцінки

Таким чином відповідно до початкових умов прикладу оптимальною ТП, щодо першочерговості встановлення засобів Smart Metering є ТП-456.

Далі визначення другої, третьої, четвертої та п'ятої ТП за послідовністю впровадження або вдосконалення засобів Smart Metering аналогічним принципом (табл.4.5).

Таблиця 4.5 – Матриця гри для чотирьох ТП

| Критерії                 | К-1(c <sub>1</sub> ) | К-2(c <sub>2</sub> ) | К-3(c <sub>3</sub> ) | К-4(c <sub>4</sub> ) | К-5(c <sub>5</sub> ) | Minmax |
|--------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------|
| ТП-455(v <sub>1</sub> )  | 0.79                 | 0.95                 | 0.83                 | 1.00                 | 0.95                 | 0,79*  |
| ТП -457(v <sub>3</sub> ) | 0.88                 | 0.95                 | 0.72                 | 0.92                 | 0.93                 | 0,72   |
| ТП 458(v <sub>4</sub> )  | 1.00                 | 0.69                 | 0.72                 | 0.85                 | 0.97                 | 0,69   |
| ТП -543(v <sub>5</sub> ) | 0.66                 | 1.00                 | 0.83                 | 0.92                 | 0.99                 | 0,66   |

Аналогічно, другою у черзі впровадження засобів Smart Metering буде ТП-455, третьою – ТП-457, четвертою ТП-458 та п'ятою ТП-543 (табл.4.6).

Таблиця 4.6 – Черговість встановлення засобів Smart Metering

| Черговість встановлення | 1      | 2      | 3      | 4      | 5      |
|-------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Назва ТП                | ТП-456 | ТП-455 | ТП-457 | ТП-458 | ТП-543 |

Отримані результати щодо важливості першочергового встановлення засобів інформаційного забезпечення для вузлів ТП-455 та ТП-456 підтверджують зроблені у п.п.4.2 висновки. Вказані вузли мають найбільшу кількість приєднаних ліній, тому наявність телевимірів для них істотно впливає на спостережність ЕМ. Заміна вимірних значень псевдовимірами навантаження для вказаних вузлів призвело до зростання відносної похибки оцінювання осереднених потужностей до 5 % (рис. 4.9, з)

Аналізуючи отримані результати можна отримати висновок про доцільність застосування у вказаному фрагменті електричної мережі лише 3-х вимірювальних пристроїв Smart Metering, що дасть змогу суттєво зменшити витрати на впровадження інформаційної системи (рис. 4.14).

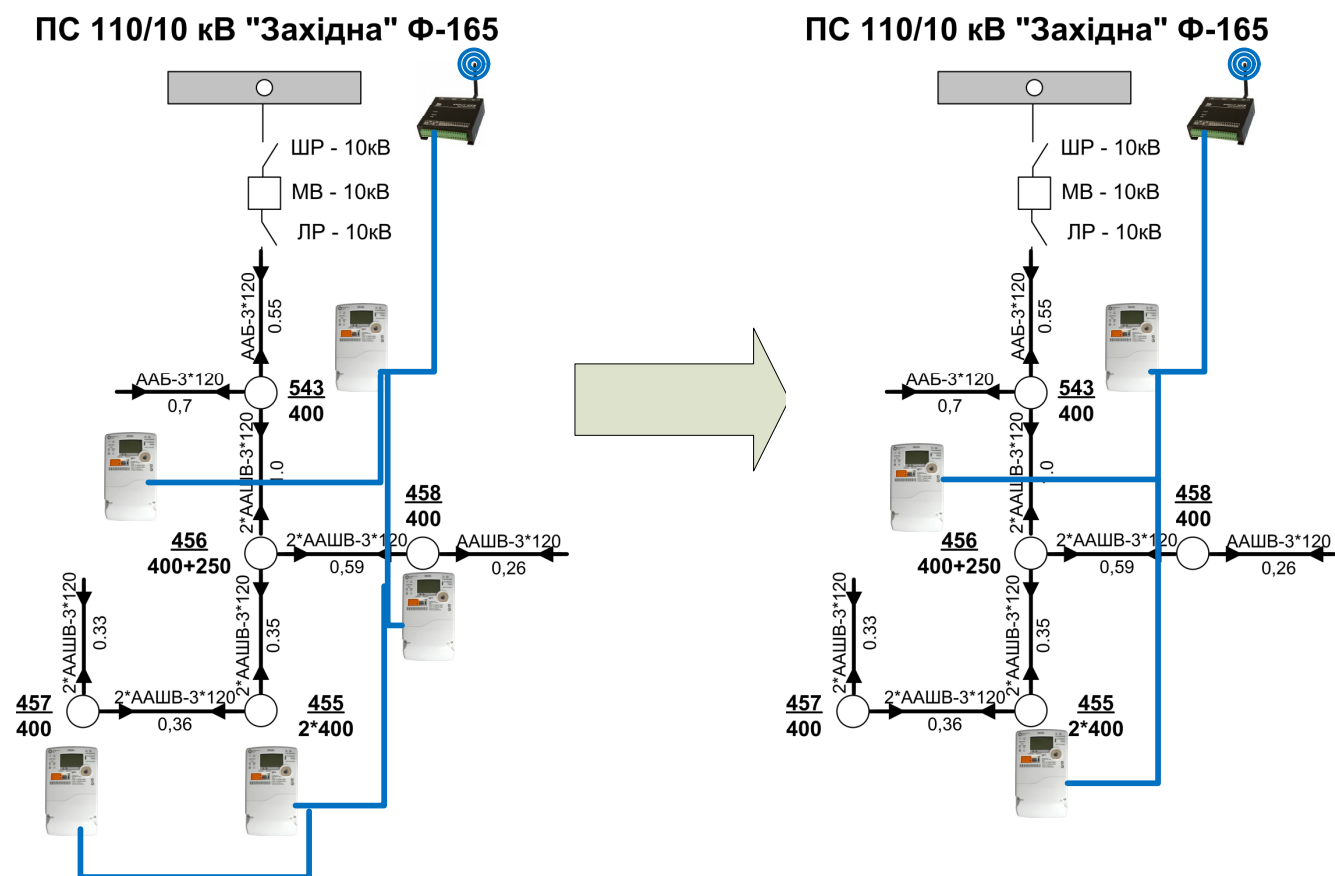


Рисунок 4.14 – Вибір місця встановлення вимірювальних пристроїв Smart Metering

Задаючи необхідну точність можна забезпечити раціональну структуру інформаційної системи розподільної електричної мережі з мінімальними витратами, визначити послідовність впровадження засобів інформаційної системи. Застосування такої інформаційної системи дозволить визначити структуру технологічних витрат електроенергії в місцевій (локальній) електричній мережі напругою 0,38-150 кВ енергопостачальної компанії з кількісною оцінкою технічних розрахункових втрат електроенергії в елементах мереж, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій та нетехнічні втрати із необхідною точністю.

Пропонована інформаційна система Smart Metering розподільної електричної мережі на базі концепції Smart Grid, буде мати вигляд показаний на рис.4.15. Інформаційні зв'язки з інтелектуальним вимірювальним та базою даних ОІК, дозволяють на рівні диспетчерського керування враховувати експлуатаційні особливості споживачів електричної енергії та розподільної електричної мережі.

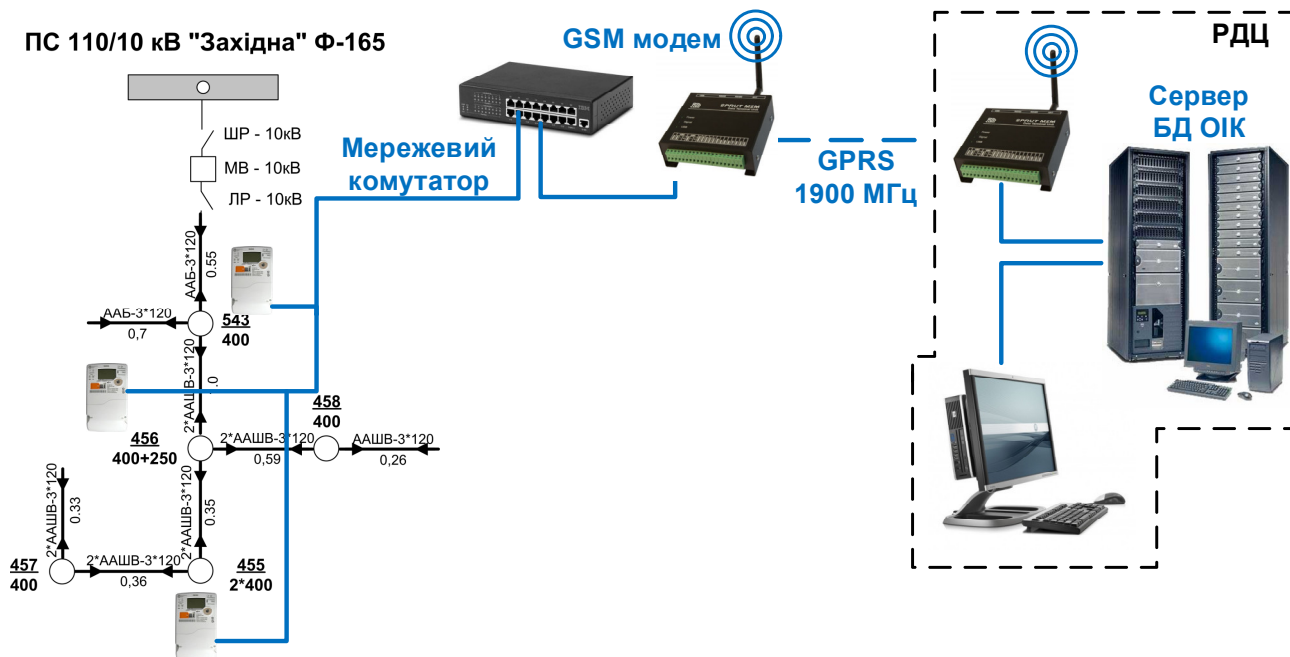


Рисунок 4.15 – Пропонована інформаційна система Smart Metering розподільної електричної мережі на базі концепції Smart Grid

#### 4.5 Висновки по розділу 4

1. Показано, що запропоновані в роботі методи підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань можуть бути ефективно використані для оцінки стану розподільної мережі електричної мережі. Це проілюстровано на прикладах реальних розподільних електричних мереж.

2. Відповідно до розробленого методу визначення типових графіків втрат потужності для вказаного фрагменту електричної мережі розраховано коефіцієнти розподілу втрат потужності, розраховано типові графіки втрат потужності та побудовано відповідні їм графіки втрат потужності, викликаних навантаженням ТП. Накопичення розрахункової вибірки дасть змогу створити альбом типових графіків втрат потужності для кожної ТП фідера.

3. Відповідно до розробленого методу визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії для досліджуваної мережі визначено місця встановлення пристроїв Smart Metering, що сумісно із застосуванням ТГН забезпечують спостережність електричної мережі. Для забезпечення спостережності достатньо встановлення лише 3-х лічильників на ТП відібраних за методом багатокритеріального аналізу. Відповідно до пропонованих місць розташування також запропоновано структуру інформаційної системи.

Результати досліджень, що наведені у даному розділі, опубліковано в [6], [11], [13].

## ВИСНОВКИ

В роботі отримано нове вирішення актуальної науково-прикладної задачі підвищення достовірності результатів аналізу втрат електроенергії в розподільних мережах шляхом вдосконалення методів та засобів забезпечення спостережності мереж з використанням пристроїв Smart Metering та типових графіків навантаження.

Проведені дослідження дозволили отримати такі результати:

1. Систематизовано та досліджено можливості підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering, агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та псевдовимірювань. Показано доцільність застосування результатів оцінки стану розподільних електричних мереж у інформаційних системах для аналізу енергоефективності електричних мереж.

2. Розроблено метод зворотного перетворення зафіксованих обсягів спожитої електроенергії у псевдовимірювання графіків електричних навантажень споживачів з використанням типових графіків навантаження та генерування відновлюваних джерел енергії, а також оцінки стану електричних мереж. Показано, що використання даних з систем обліку електроенергії для доповнення вектору стану електричних мереж інформацією про зміни потужності у неспостережних вузлах дає змогу підвищити адекватність моделювання режимів розподільних мереж 10(6) кВ та якість розроблення електроощадних заходів.

3. Запропоновано метод формування типових графіків втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 10(6) кВ на основі результатів оцінки стану мереж та матриці коефіцієнтів розподілу втрат. Показано, що застосування пропонованих типових графіків втрат потужності дає змогу виокремлювати у структурі балансу електроенергії значення втрат для кожного об'єкта обліку та створювати передумови для адресного внесення вартості розподілу електроенергії до тарифу для кінцевого споживача.

4. Використовуючи математичний апарат аналізу чутливості й багатокритеріального аналізу вдосконалено метод оптимізації розміщення та послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering у розподільних мережах 10(6) кВ. Показано, що використання методу сприяє зменшенню капіталовкладень та експлуатаційних видатків завдяки врахуванню технічних особливостей мереж, а також чутливості параметрів режиму мереж до місця встановлення засобів Smart Metering.

5. Розроблено алгоритм узгодження псевдовимірювань для підстанцій розподільних мереж, що забезпечують живлення абонентів з різнотипним споживанням та істотно відмінними максимальними потужностями, а також прийом електроенергії від розосереджених джерел енергії. Для цього запропоновано використовувати вагові коефіцієнти, що визначаються відношенням максимальних навантажень окремих споживачів до максимального навантаження споживача з найбільшою зафіксованою потужністю споживання (договірною потужністю). Показано, що застосування коефіцієнтів узгодження сприяє підвищенню адекватності відтворення графіків сумарного споживання на основі ТГН.

6. Розроблено алгоритми формування псевдовимірювань ТГН та ТГГ, визначення типових графіків втрат потужності та визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering. Зазначені алгоритми можуть бути використані для підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering, а також для автоматизації процесу структурування втрат електроенергії в розподільних мережах.

7. Працездатність та ефективність запропонованих методів і алгоритмів підтверджена обчислювальними експериментами з визначення та оцінювання достовірності псевдовимірювань графіків навантаження підстанцій, а також типових графіків втрат потужності в електричних мережах на основі ТГН та ТГГ.

Розроблені в дисертації математичні моделі, алгоритми, програмні засоби, передані для експлуатації в АТ «Вінницяобленерго» та ТОВ «Енергоінвест». Їх

впровадження сприяло підвищенню точності складання структури балансу електроенергії та виявленню осередків технічних та комерційних втрат. Деякі теоретичні та програмні розробки використовуються у навчальному процесі кафедри електричних станцій та систем ВНТУ під час викладення курсів «Математичні задачі електроенергетики», «Електроощадні режими й технології» і «АСУ електричних систем».



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- [1] Міністерство палива та енергетики України, "ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії", *ОЕП «ГРІФРЕ»*, Київ, 2004.
- [2] П. Лежнюк, В. Кулик та К. Кравцов, Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах: Навчальний посібник, *Вінниця: ВНТУ*, 2006, р. 89.
- [3] E. Tuglie, F. Torelli, "Nondiscriminatory system losses dispatching policy in a bilateral transaction-based market," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, pp. 992–1000, 2002.
- [4] J. Conejo, N. Alguacil, та G. Fernandez-Ruiz, "Allocation of the cost of transmission losses using a radial equivalent network", *Power Systems, IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, pp. 1353–1356, 2003.
- [5] Министерство энергетики и электрификации СССР, "РД 34.09.253-87 Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений", *СПО Союзтехэнерго*, Москва, 1987.
- [6] Ю. Томашевський, О. Бурикін, Ю. Малогулко та В. Гриник, "Інформаційна система розподільної електричної мережі на базі концепції Smart metering із застосуванням типових графіків навантаження", *Технічні науки та технології*, №. 321, с. 229-241, 2020. doi: 10.25140/2411-5363-2020-3(21)-229-241.
- [7] Ю. Томашевський, О. Бурикін, Ю. Малогулко та Ю. Семенюк, "Метод визначення оптимальної встановленої потужності генерування електроенергії відновлювальним джерелами енергії в електричних мережах", *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*, №. 16, с. 35-40, 2017.
- [8] Ю. Томашевський, О. Бурикін, Ю. Малогулко та Н. Радзівська, "Оптимальне керування відновлюваними джерелами електроенергії у локальних

електричних системах", *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, №. 4, с. 69-74, 2016.

[9] Ю. Томашевський, П. Лежнюк та С. Бевз, "Експертний аналіз та візуалізація інформації для прийняття оптимальних рішень в задачах зменшення втрат електроенергії в електричних мережах", *Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах (Технологічний університет Поділля, м. Хмельницький)*, №. 1, с. 28-31, 2007.

[10] Ю. Томашевський, П. Лежнюк та С. Бевз, "Техніко-економічна оцінка в графічному середовищі заходів зі зменшення втрат електроенергії для прийняття оптимальних рішень", *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, №. 6, с. 157-161, 2006.

[11] Yu. V. Tomashevskiy et al., "Optimization of the functioning of the renewable energy sources in the local electrical systems", *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 1, no. 3, pp. 99-104, 2017.

[12] Y. Tomashevskiy, O. Burykin, V. Kulyk, та J. Malogulko, "Estimation of the dynamics of power grid operating parameters based on standard load curves", *EEJET*, vol. 6, no. 8 (102), pp. 6–12, 2019.

[13] В. Кулик, Ю. Томашевський та О. Глоба, "Пофідерний аналіз втрат електроенергії у розподільних електромережах 10(6)-0,4 кВ з використанням імітаційного моделювання", *Енергетика та електрифікація*, №. 7-8, с. 18-24, 2020.

[14] О. Бурикін, Ю. Томашевський та Ю. Малогулко, "Стандартизація функціонування локальних енергосистем при їх інтеграції у системи централізованого живлення на базі концепції SmartGrid", *Енергетика та електрифікація*, №. 12, с. 46-48, 2012.

[15] О. Бурикін, Ю. Томашевський та Ю. Малогулко, "Стандартизація функціонування локальних енергосистем при їх інтеграції у системи централізованого живлення на базі концепції Smart Grid", на конференції *Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012)*, ВНТУ, ХНУРЕ, 2012, с.

146-147.

[16] О. Бурикін, Ю. Томашевський та В. Кулик, "Використання типових графіків навантаження у задачах достовірності даних обліку електроенергії", на *XLVII науково-технічній конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (HTKП ВНТУ–2018)*, ВНТУ, 2018, с. 3147-3149.

[17] C. Greer, D.A. Wollman, D.E. Prochaska, et al. NIST Framework та Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 3.0. National Institute of Standards та Technology, *U.S. Department of Commerce*; 2014.

[18] European Smart Grids Technology Platform. Vision and strategy for Europe's electricity networks of the future. Luxembourg: Directorate General for Research Sustainable Energy System C.E.C., *Office for Official Publications of the European Communities*; 2006, 44 p. ISBN 92-79-01414-5

[19] Y. Kabalci, "A survey on smart metering та smart grid communication", *Renewable та Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 302-318, 2016. Available: 10.1016/j.rser.2015.12.114 [Accessed 17 January 2021].

[20] Y. Kabalci та E. Kabalci, From Smart Grid to Internet of Energy. *Academic Press*, 2020, p. 376. ISBN 9780128197103, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819710-3.00001-6>.

[21] Yang, Zhou, Yunxia Chen, Yan-Fu Li, Enrico Zio та Rui Kang. "Smart electricity meter reliability prediction based on accelerated degradation testing та modeling." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 56 (2014): 209-219.

[22] S. Xu, Y. Qian та R. Q. Hu, "A Study on Communication Network Reliability for Advanced Metering Infrastructure in Smart Grid," 2017 IEEE 15th Intl Conf on Dependable, Autonomic та Secure Computing, *15th Intl Conf on Pervasive Intelligence та Computing, 3rd Intl Conf on Big Data Intelligence та Computing та Cyber Science та Technology Congress(DASC/PiCom/DataCom/CyberSciTech)*, Orlando, FL, USA, 2017, pp. 127-132, doi: 10.1109/DASC-PICom-DataCom-CyberSciTec.2017.35.

[23] C. Ke, S. Hsieh, T. Lin ta T. Ho, "Efficiency Network Construction of Advanced Metering Infrastructure Using Zigbee," in *IEEE Transactions on Mobile Computing*, vol. 18, №. 4, pp. 801-813, 1 April 2019, doi: 10.1109/TMC.2018.2848237.

[24] Nawaz et al., "An Intelligent Integrated Acroach for Efficient Demand Side Management With Forecaster ta Advanced Metering Infrastructure Frameworks in Smart Grid," in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 132551-132581, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3007095.

[25] M. M. Hasan ta H. T. Mouftah, "Cloud-Centric Collaborative Security Service Placement for Advanced Metering Infrastructures," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 1339-1348, March 2019, doi: 10.1109/TSG.2017.2763954.

[26] A. von Meier, E. Stewart, A. McEachern, M. Andersen ta L. Mehrmanesh, "Precision Micro-Synchrophasors for Distribution Systems: A Summary of Aclications," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2926-2936, 2017.doi: 10.1109/TSG.2017.2720543

[27] A. Majumdar, Y. P. Agalgaonkar, B. C. Pal ta R. Gottschalg, "Centralized Volt–Var Optimization Strategy Considering Malicious Attack on Distributed Energy Resources Control," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 1, pp. 148-156, Jan. 2018.doi: 10.1109/TSTE.2017.2706965

[28] G. Grigoras, G. Cartina, E. C. Bobric ta C. Barbulescu, "Missing data treatment of the load profiles in distribution networks," *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, Bucharest, 2009, pp. 1-5. doi: 10.1109/PTC.2009.5282021

[29] L. Zhichao ta Z. Yuping, "Research on Distribution Network Operation ta Control Technology Based on Big Data Analysis," *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, Tianjin, 2018, pp. 1158-1161. doi: 10.1109/CICED.2018.8592531

[30] C. Cheng, H. Gao, Y. An, X. Cheng ta J. Yang, "Calculation method ta analysis of power flow for distribution network with distributed generation," *2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation ma Restructuring ma Power*

*Technologies (DRPT)*, Changsha, 2015, pp. 2020-2024. doi: 10.1109/DRPT.2015.7432571

[31] L. Brockmeier, J. Kromrey, та K. Hogart, «No randomly Missing Data in Multiple Regression Analysis: An Empirical Comparison of Ten Missing Data Treatments», *Multiple Linear Regression Viewpoints*, vol. 29, pp. 8 – 29, 2003

[32] Acuna, Edgar & Rodriguez, Caroline. (2004). The Treatment of Missing Values та its Effect on Classifier Accuracy. 10.1007/978-3-642-17103-1\_60.

[33] Y. Kim, J. Shin, J. Song та I. Yang, "Customer clustering та TDLP (typical daily load profile) generation using the clustering algorithm," 2009 *Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia та Pacific*, Seoul, 2009, pp. 1-4. doi: 10.1109/TD-ASIA.2009.5356926

[34] I. P. Panapakidis та G. K. Papagiannis, "Aclication of the load profiling methodology In Short-Term Bus Load Forecasting," *MedPower 2014*, Athens, 2014, pp. 1-8. doi: 10.1049/cp.2014.1694

[35] О. Буславець, А. Квицинський, Л. Кудачький, С. Межений та Л. Мойсеєнко, "Типові графіки електричних навантажень у 3D зображенні", *Енергетика та електрифікація*, №. 2, с. 2-12, 2016.

[36] A. Alimardani, F. Therrien, D. Atanackovic, J. Jatskevich та E. Vaahedi, "Distribution System State Estimation Based on Nonsynchronized Smart Meters," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, №. 6, pp. 2919-2928, 2015. doi: 10.1109/TSG.2015.2429640

[37] B. Matthiss, J. Erb та J. Binder, "Using Smart Meters for Distribution Grid State Estimation," 2019 *International Conference on Smart Energy Systems та Technologies (SEST)*, Porto, Portugal, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/SEST.2019.8849096.

[38] K. Samarakoon, J. Wu, J. Ekanayake та N. Jenkins, "Use of delayed smart meter measurements for distribution state estimation," 2011 *IEEE Power та Energy Society General Meeting*, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-6, doi: 10.1109/PES.2011.6039384.

[39] A. Primadianto ta C. N. Lu, "A review on distribution system state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, №. 5, pp. 3875–3883, 2017.

[40] F. Ni, P. H. Nguyen, J. F. G. Cobben, H. E. van den Brom, ta D. Zhao, "Uncertainty analysis of aggregated smart meter data for state estimation," in 2016 *IEEE International Workshop on Aclied Measurements for Power Systems (AMPS)*, Sept 2016, pp. 1–6.

[41] A. Gómez-Expósito, C. Gómez-Quiles, ta I. Džafic, "State estimation 'in two time scales for smart distribution systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 421–430, Jan 2015.

[42] M. Pau, E. Patti, L. Barbierato, A. Estebsari, E. Pons, F. Ponci, ta A. Monti, "Low voltage system state estimation based on smart metering infrastructure," in 2016 *IEEE International Workshop on Aclied Measurements for Power Systems (AMPS)*, Sept 2016, pp. 1–6.

[43] M. Sameti; A. Kasaeian, "Simulation of a ZEB electrical balance with a hybrid small wind" in *PV. Sustain. Energy 2014*, 2, 5–11, doi:10.12691/rse-2-1-2.

[44] S. Venkataraman, C. Ziesler, P. Johnson ta S. Van Kempen, "Integrated Wind, Solar, ta Energy Storage: Designing Plants with a Better Generation Profile ta Lower Overall Cost," in *IEEE Power ma Energy Magazine*, vol. 16, no. 3, pp. 74-83, May-June 2018, doi: 10.1109/MPE.2018.2793478.

[45] M. E. Baran, J. Zhu, A. W. Kelley, "Meter placement for real time monitoring of distribution feeders," *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 11, pp. 332–338, 1996.

[46] R. Lekshmana, S. Padmanaban, S. Mahajan, V. Ramachandaramurthy ta J. Bo Holm-Nielsen, "Meter Placement in Power System Network—A Comprehensive Review, Analysis ta Methodology", *Electronics*, vol. 7, no. 11, p. 329, 2018. Available: 10.3390/electronics7110329 [Accessed 17 January 2021].

[47] M. Ghasemi Damavandi, V. Krishnamurthy ta J. R. Martí, "Robust Meter Placement for State Estimation in Active Distribution Systems," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 4, pp. 1972-1982, July 2015, doi:

10.1109/TSG.2015.2394361.

[48] N. H. Abbasy, "Neural network aided design for metering system of power system state estimation," *Proceedings of IEEE. AFRICON '96*, Stellenbosch, South Africa, 1996, pp. 607-610 vol.2, doi: 10.1109/AFRCON.1996.562958.

[49] T. C. Xygkis, G. N. Korres ta N. M. Manousakis, "A Mixed Integer SDP Method for Optimal Meter Placement in Power Transmission Systems," 2019 *IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810918.

[50] W. Li, D. Deka, M. Chertkov ta M. Wang, "Real-Time Faulted Line Localization ta PMU Placement in Power Systems Through Convolutional Neural Networks," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 6, pp. 4640-4651, 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2917794.

[51] L. Ramesh, S. P. Chowdhury, S. Chowdhury ta N. Chakraborty, "Ring main distribution state estimation through optimal meter placement," IET Chennai 3rd International on Sustainable Energy ta Intelligent Systems (SEISCON 2012), Tiruchengode, 2012, pp. 1-8, doi: 10.1049/cp.2012.2236.

[52] Ronghui Zhan ta J. Wan, "Neural network-aided adaptive unscented Kalman filter for nonlinear state estimation," in *IEEE Signal Processing Letters*, vol. 13, no. 7, pp. 445-448, 2006, doi: 10.1109/LSP.2006.871854.

[53] B. Gou, "Optimal Placement of PMUs by Integer Linear Programming," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1525-1526, Aug. 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.926723.

[54] A. Almunif ta L. Fan, "Mixed integer linear programming ta nonlinear programming for optimal PMU placement," 2017 North American Power Symposium (NAPS), Morgantown, WV, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/NAPS.2017.8107398.

[55] L. Mili, M. G. Cheniae, N. S. Vichare ta P. J. Rousseeuw, "Robust state estimation based on projection statistics [of power systems]," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 2, pp. 1118-1127, May 1996, doi: 10.1109/59.496203.

[56] S. García-Martínez, E. Espinosa-Juárez ta C. Pérez-Rojas, "Optimal Location of Voltage Sag Monitors Considering Electrical Network Reconfiguration in

Presence of DG by Using Tabu Search," 2018 *International Conference on Computational Science and Computational Intelligence (CSCI)*, Las Vegas, NV, USA, 2018, pp. 197-202, doi: 10.1109/CSCI46756.2018.00045.

[57] Mori, H., та Sone, Y., "Tabu search based meter placement for topological observability in power system state estimation," *IEEE Conf.*, pp. 172–177, 1999.

[58] J. C. S. de Souza, M. B. Do Coutto Filho, M. T. Schilling та C. de Capdeville, "Optimal metering systems for monitoring power networks under multiple topological scenarios," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1700-1708, 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.857941.

[59] M. Laouamer, R. D. Mohammedi, A. Kouzou та A. Tlemçani, "Optimal Placement of PMUs in Algerian Network Using Genetic Algorithm," 2018 *15th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD)*, Hammamet, 2018, pp. 947-951, doi: 10.1109/SSD.2018.8570652.

[60] Концепція побудови автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії в умовах енергоринку, затверджена спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду, Держпромполітики № 32/28 / 28/ 276 /75/54 від 17 квітня 2000 р.

[61] A. Gómez Expósito, A. Conejo та C. Cañizares, *Electric energy systems: analysis and operation*. Boca Raton: CRC Press, 2009. ISBN 978-0-8493-7365-7.

[62] J. J. Allemong, L. Radu, та A. M. Sasson, "A fast and reliable state estimation algorithm for AEP's new control center", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101, pp. 933–944, 1982.

[63] A. Alimardani, F. Therrien, D. Atanackovic, J. Jatskevich та E. Vaahedi, "Distribution System State Estimation Based on Nonsynchronized Smart Meters," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 6, pp. 2919-2928, 2015. doi: 10.1109/TSG.2015.2429640

[64] B. Matthiss, J. Erb та J. Binder, "Using Smart Meters for Distribution Grid State Estimation," 2019 *International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Porto, Portugal, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/SEST.2019.8849096.



[65] K. Samarakoon, J. Wu, J. Ekanayake та N. Jenkins, "Use of delayed smart meter measurements for distribution state estimation," 2011 *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-6, doi: 10.1109/PES.2011.6039384.

[66] A. Primadianto та C. N. Lu, "A review on distribution system state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 3875–3883, 2017.

[67] F. Ni, P. H. Nguyen, J. F. G. Cobben, H. E. van den Brom, та D. Zhao, "Uncertainty analysis of aggregated smart meter data for state estimation," in 2016 *IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*, 2016, pp. 1–6.

[68] A. Gómez-Expósito, C. Gómez-Quiles, та I. Džafić, "State estimation in two time scales for smart distribution systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 1, pp. 421–430, Jan 2015.

[69] M. Pau, E. Patti, L. Barbierato, A. Estebasari, E. Pons, F. Ponci, та A. Monti, "Low voltage system state estimation based on smart metering infrastructure," in 2016 *IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*, 2016, pp. 1–6.

[70] О. Буславець, П. Лежнюк та М. Черемісін, Інформаційне забезпечення задач зменшення втрат електроенергії в електричних мережах: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2020, р. 195.

[71] Нацком.енергетики, ком.послуг. (2020, черв. 26) № 1219 "Про затвердження Змін до Правил роздрібного ринку електричної енергії, "

[72] Нацком.енергетики, ком.послуг. (2020, бер. 20) № 716 "Про внесення змін до Кодексу комерційного обліку електричної енергії"

[73] Верховна Рада України. (2019, квіт. 25). Закон № 2712-VIII, Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2712-19#Text>

[74] S. Wilcox, W. Marion, User's manual for THM3 data sets. Technical

Report NREL/TP-581-43156, *National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States)*. 2008, p. 58. doi: 10.2172/928611

[75] S. Pereira, E. Abreu, M. Iakunin, P. Canhoto ta R. Salgado, "Prediction of Solar Resource ta Photovoltaic Energy Production through the Generation of a Typical Meteorological Year ta Meso-NH Simulations: Aclication to the South of Portugal," 2019 IEEE 2nd International Conference on Renewable Energy ma Power Engineering (REPE), Toronto, ON, Canada, 2019, pp. 182-186, doi: 10.1109/REPE48501.2019.9025118.

[76] Kuo-Tsang Huang ta Wen-Sheng Ou, "Establishing a typical solar radiation year time series for the aclication of building integrated photovoltaic systems in Taiwan," 5th International Conference on Responsive Manufacturing - Green Manufacturing (ICRM 2010), Ningbo, 2010, pp. 122-127, doi: 10.1049/cp.2010.0424.

[77] A. Kubiniec, A. Kankiewicz ta A. Tadesse, "Comparing the Typical GHI Year vs Typical Power Year," 2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), Washington, DC, 2017, pp. 1132-1133, doi: 10.1109/PVSC.2017.8366022.

[78] "JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission", Re.jrc.ec.europa.eu, 2020. [Online]. Available: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/#TMY](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#TMY). [Accessed: 17- Jan- 2021].

[79] T. Stoffel, D. Renné, D. Myers, S. Wilcox, M. Sengupta, R. George, C. Turchi, Best practices handbook for the collection ta use of solar resource data. Technical report NREL/TP-550-47465, *National Renewable Energy Lab., Golden, CO*. p. 146, 2010.

[80] W. Marion ta K. Urban, "User's Manual for TMY2s (Typical Meteorological Years) - Derived from the 1961-1990 National Solar Radiation Data Base", p. 56, 1995. Available: 10.2172/87130 [Accessed 17 January 2021].

[81] S. Kalogirou, "Generation of typical meteorological year (TMY-2) for Nicosia, Cyprus", *Renewable Energy*, vol. 28, no. 15, pp. 2317-2334, 2003. Available: 10.1016/s0960-1481(03)00131-9 [Accessed 17 January 2021].

[82] R. Meyer, H.G. Beyer, J. Fanslau, N. Geuder, A. Hammer, T. Hirsch T., C.

Hoyer-Klick, N. Schmidt, M. Schwandt, p.8, 2009. *Towards standardization of CSP yield prognosis. Proc. SolarPACES Conf.*, Berlin, Germany.

[83] S. Sadati, F. Qureshi та D. Baker, "Energetic та economic performance analyses of photovoltaic, parabolic trough collector та wind energy systems for Multan, Pakistan", *Renewable ma Sustainable Energy Reviews*, vol. 47, pp. 844-855, 2015. Available: 10.1016/j.rser.2015.03.084 [Accessed 17 January 2021].

[84] Y. Hirata та T. Tani, "Output variation of photovoltaic modules with environmental factors—I. The effect of spectral solar radiation on photovoltaic module output", *Solar Energy*, vol. 55, no. 6, pp. 463-468, 1995. Available: 10.1016/0038-092x(95)00063-w [Accessed 17 January 2021].

[85] T. Huld, E. Paietta, P. Zangheri та I. Pinedo Pascua, "Assembling Typical Meteorological Year Data Sets for Building Energy Performance Using Reanalysis та Satellite-Based Data", *Atmosphere*, vol. 9, no. 2, p. 53, 2018. Available: 10.3390/atmos9020053 [Accessed 17 January 2021].

[86] П. Лежнюк, В. Кулик та О. Бурикін, Взаємовплив електричних мереж і систем в процесі оптимального керування їх режимами: монографія. *Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця*, 2008, с. 123.

[87] Г. Шеїна та С. Скрипник, "Порівняння технологічних втрат електричної мережі 6(10) кВ та 20 кВ", *Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: Електротехніка і енергетика*, №. 1, с. 64-69, 2019. Available: <https://journals.indexcopernicus.com/api/file/viewByFileId/909357.pdf> [Accessed 17 January 2021].

[88] А. В. Праховник, В. П. Калинчик, В. И. Прокопец "Проблемы, препятствия и пути создания автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии". *Новини енергетики*. № 5. 2007, с. 51–54.

[89] А. В. Праховник, В. П. Калінчик, О. В. Дегтярьов "Побудова автоматизованих систем обліку електроенергії для енергетичних об'єктів". *Новини енергетики*, № 5, 2007, с. 55–58.

[90] Ю. Мясоедов, "Влияние тока и угла нагрузки, сопротивления

измерительной цепи трансформатора тока на погрешность учета электроэнергии", на конференции *Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов*, 2000, с. 242-246.

[91] О. Сподин, "Анализ возможных решений усовершенствования учета электроэнергии и обслуживания бытовых потребителей, снижения операционных затрат. Предложения оптимального решения", *Электрические сети и системы*, №. 3, с. 65-73, 2006.

[92] Рада Оптового ринку електричної енергії України, "Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії суб'єктів ОРЕ. Загальні вимоги". Київ: Стандарт ОРЕ, 2006, с.40.

[93] Міністерство палива та енергетики України, "Технічні вимоги до автоматизованої системи комерційного обліку оптового ринку електричної енергії України. Додаток 7(4) до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії України". Київ, 2004.

[94] Рада Оптового ринку електричної енергії України, "Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії, Додаток №10 до Договору між членами Оптового ринку електричної енергії" ". Київ, 1998.

[95] "Сборник нормативных и методических документов по измерениям, коммерческому и техническому учету электрической энергии и мощности". Москва: НЦ ЭНАС, 2002, с.490.

[96] А. Ротштейн, Интеллектуальные технологии: нечеткие множества, генетические алгоритмы, нейронные системы. *Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця*, 1999, с. 320

[97] Т. Саати, К. Кернс Аналитическое планирование. Организация систем. Москва: Радио и связь, 1991, с.224.

[98] Т. Саати, Математические модели конфликтных ситуаций. Москва: Сов. радио, 1977, с. 304.

[99] Е. С. Вентцель Введение в исследование операции. Москва: Советское радио, 1964, с. 384.

[100] Ю. С. Железко, Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. Москва: Энергоатомиздат, 1989, с. 172.

[101] І. Плачков, Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Книга 5. Електроенергетика та охорона навколишнього середовища. Функціонування енергетики в сучасному світі. Київ, 2012, с. 392.

[102] " Класифікація видів економічної діяльності (КВЕД-2010). Офіційний портал Державної служби статистики України ", Kved.ukrstat.gov.ua, 2021. [Online]. Available: [http://kved.ukrstat.gov.ua/KVED2010/kv10\\_i.html](http://kved.ukrstat.gov.ua/KVED2010/kv10_i.html). [Accessed: 17-Jan- 2021].

[103] "Альбом типових графіків електричних навантажень", Mpe.kmu.gov.ua, 2017. [Online]. Available: [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art\\_id=245201705](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art_id=245201705). [Accessed: 17- Jan- 2021].

[104] П. Лежнюк, А. Поліщук та В. Кулик, "Інформаційне забезпечення розрахунків втрат електроенергії у міських електричних мережах", *Світлотехніка та електроенергетика*, №. 1, с. 51-57, 2008.

[105] И. Тульчин та Г. Нудлер, Электрические сети жилых и общественных зданий. Москва: Энергоатомиздат, 1983, с. 304.

## **ДОДАТКИ**

**Додаток А****Акти впровадження результатів дисертаційної роботи**

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор комерційний  
АТ «Вінницяобленерго»,

О. В. Тарарака

2021р.

## АКТ

Про впровадження результатів дисертаційної роботи  
Томашевського Юрія Васильовича  
«Методи та засоби аналізу втрат електроенергії у розподільних електричних  
мережах з використанням пристроїв Smart Metering»

Комісія в складі директора комерційного Тарараки О. В., головного технолога відділу формування корисного відпуску Матвієнко С.В. і начальника відділу енергобалансів та нормування ТВЕ Глоби О.В. склала цей акт про те, що в АТ «Вінницяобленерго» з метою підвищення точності оцінювання структури балансу електроенергії та пофідерного аналізу втрат у розподільних електричних мережах впроваджено наступні результати наукових досліджень:

- алгоритм та програму визначення оптимальної послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering;
- алгоритми та програму пофідерного аналізу втрат електроенергії у розподільних мережах на основі агрегованої інформації автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії та пристроїв Smart Metering.

Зазначені результати отримані в дисертаційній роботі здобувача наукового ступеня кандидата технічних наук кафедри електричних станцій та систем Вінницького національного технічного університету Томашевського Ю. В. і впроваджені у вигляді оновленої версії програми розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах 10(6)-0,4 кВ та аналізу ефективності електроощадних заходів «Втрати-10».

Під час дослідної експлуатації встановлено, що завдяки обґрунтованим рішенням щодо визначення місць та параметрів встановлення засобів обліку електроенергії Smart Metering у розподільних мережах 10 кВ досягається підвищення точності розрахункових втрат електроенергії, що сприяє уточненню структури балансу електроенергії.

Головний технолог відділу  
формування корисного відпуску

Матвієнко С.В.

Начальник відділу енергобалансів  
та нормування ТВЕ

Глоба О.В.



**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Генеральний директор

ТОВ «Енергоінвест»

О. А. Ковальчук

"15" 01 2021р.

**АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ  
результатів науково-дослідницької роботи**

Цим актом підтверджується, що результати дисертаційного дослідження «Методи та засоби аналізу втрат електроенергії у розподільних електричних мережах з використанням пристроїв Smart Metering», що виконана Томашевським Ю.В. упроваджені у 2020 р. на підприємстві ТОВ «Енергоінвест»:

- 1. Вид упровадженої продукції:** алгоритми, програмне забезпечення (ПЗ).
- 2. Характеристика масштабу впровадження:** одиничне.
- 3. Новизна результатів науково-дослідницької роботи:**
  - метод зворотного перетворення зафіксованих обсягів спожитої електроенергії у псевдовимірювання графіків генерування відновлювальних джерел енергії, а також уточнення їх впливу на втрати електроенергії в електричних мережах;
  - метод формування типових графіків втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 10(6) кВ на основі оцінки стану мереж та коефіцієнтів розподілу втрат.
- 4. Економічний ефект:** прямий ефект не може бути визначений. Однак планування режимів електростанцій з використанням впровадженого програмного забезпечення сприяє підвищенню якості напруги та зменшенню втрат електроенергії в мережах зовнішнього електропостачання на 1–2 %.
- 5. Соціальний ефект:** проявляється у поліпшенні умов праці підрозділів компанії, що забезпечують планування режимів та оперативне керування електричними станціями.

Від організації:

Головний інженер  
ТОВ «Енергоінвест»



Рудський О.Л.



ЗАТВЕРДЖУЮ:

Перший проректор з науково-педагогічної роботи по організації навчального процесу та його науково-методичного забезпечення Вінницького національного технічного університету  
 д.т.н., проф. Васілевський О.М.  
 “12” “01” 2021 р.

**А К Т****впровадження результатів дисертаційної роботи***Томашевського Юрія Васильовича*

на тему “Методи та засоби аналізу втрат електроенергії у розподільних електричних мережах з використанням пристроїв Smart Metering”  
**у навчальний процес**

Члени комісії у складі декана факультету електроенергетики та електромеханіки, доцента Розводюка М.П., заступника декана з навчально-методичної роботи, доцента Ведміцького Ю.Г., завідувача кафедри «Електричні станції та системи», професора Лежнюка П.Д. склали цей акт про те, що у Вінницькому національному технічному університеті для виконання курсових та дипломних робіт для студентів спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», а також для вивчення дисциплін «Математичні задачі електроенергетики», «Електроощадні режими та технології» та «АСУ електричних систем» впроваджено такі результати, розроблені Томашевським Ю.В.:

– метод зворотного перетворення зафіксованих обсягів спожитої електроенергії у графіки електричних навантажень споживачів з використанням типових графіків навантаження, а також оцінки стану електричних мереж;

– метод зворотного перетворення зафіксованих обсягів виробленої електроенергії у погодинні графіки генерування розосереджених джерел енергії з використанням типових наборів даних про метеорологічний рік та оцінки стану електричних мереж;

– метод формування типових графіків втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 10(6) кВ на основі результатів оцінки стану мереж та матриці коефіцієнтів розподілу втрат;

– метод оптимізації розміщення та послідовності впровадження засобів обліку електроенергії Smart Metering у розподільних мережах 10(6) кВ на основі математичного апарату аналізу чутливості та багатокритеріального аналізу;

– вдосконалені програмні засоби аналізу режимів розподільних електричних мереж, розрахунку втрат електроенергії та оцінювання структури балансу електроенергії у розподільних мережах.

Включення результатів дослідження до розділів, де вивчаються методи оптимізації та заходи зменшення втрат електроенергії, доповнює знання студентів щодо ефективного керування технологічними процесами на етапах формування та практичної реалізації оптимальних рішень.

Декан ФЕЕЕМ

Заступник декана ФЕЕЕМ

Завідувач кафедри ЕСС

Розводюк М.П.

Ведміцький Ю.Г.

Лежнюк П.Д.

## **Додаток Б**

**Алгоритми оцінки стану, визначення матриць коефіцієнтів розподілу втрат  
потужності за тгн реалізовані за допомогою mathcad 7.0**

Введення показників лічильників:

- ТР110P
- ТР110Q
- ТР543P\_1
- ТР543Q\_1
- ТР543P\_222
- ТР543Q\_222
- ТР456P\_1
- ТР456Q\_1
- ТР456P\_2
- ТР456Q\_2
- ТР455P\_1
- ТР455Q\_1
- ТР455P\_2
- ТР455Q\_2
- ТР457P\_1
- ТР457Q\_1
- ТР458P\_1
- ТР458Q\_1
- Σ
- QΣ

| Дата       | Час      | Надходження |          | ТП-543(Г-1) |          | ТП-543(Г-2) |          | ТП-456(Г-1) |          | ТП-456(Г-2) |          | ТП-455(Г-1) |          | ТП-455(Г-2) |          | ТП-457   |          | ТП-458   |          |
|------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|-------------|----------|----------|----------|----------|----------|
|            |          | А, кВт*г    | В, кВт*г | А, кВт*г    | В, кВт*г | А, кВт*г    | В, кВт*г | А, кВт*г    | В, кВт*г | А, кВт*г    | В, кВт*г | А, кВт*г    | В, кВт*г | А, кВт*г    | В, кВт*г | А, кВт*г | В, кВт*г | А, кВт*г | В, кВт*г |
| 26.04.2007 | 00:30:00 | 270.9       | 112.8    | 12.48       | 4.68     |             |          | 27.84       | 15.6     | 39.12       | 13.32    | 47          | 20       | 16.4        | 5.4      | 53.4     | 21.6     | 68.8     |          |
| 26.04.2007 | 01:00:00 | 243         | 111.6    | 11.88       | 4.8      |             |          | 25.44       | 15       | 35.64       | 13.56    | 41.6        | 19.4     | 14.6        | 5.8      | 47       | 21.2     | 62.6     |          |
| 26.04.2007 | 01:30:00 | 223.5       | 109.8    | 10.32       | 4.56     |             |          | 25.32       | 15.36    | 29.76       | 13.2     | 39.4        | 19.2     | 13.4        | 5.6      | 44.4     | 22       | 55.8     |          |
| 26.04.2007 | 02:00:00 | 210.9       | 108      | 10.2        | 5.04     |             |          | 24.72       | 15.72    | 27.48       | 12.6     | 37.8        | 18.8     | 12.8        | 5.2      | 40.8     | 20.6     | 52.8     |          |
| 26.04.2007 | 02:30:00 | 202.2       | 106.8    | 9.96        | 4.56     |             |          | 24.36       | 15.6     | 26.16       | 12.72    | 35.4        | 18.6     | 12.4        | 5.4      | 38       | 20.4     | 51.4     |          |
| 26.04.2007 | 03:00:00 | 196.5       | 105.6    | 9.96        | 4.44     |             |          | 22.2        | 14.4     | 26.04       | 13.08    | 34.8        | 18.6     | 11.6        | 5        | 37.8     | 21       | 49.8     |          |
| 26.04.2007 | 03:30:00 | 194.4       | 105.3    | 10.08       | 4.32     |             |          | 23.04       | 15.12    | 25.92       | 12.72    | 33          | 18.2     | 11.2        | 5.2      | 36.8     | 20.8     | 49.8     |          |
| 26.04.2007 | 04:00:00 | 189.6       | 103.5    | 8.88        | 3.96     |             |          | 23.16       | 14.88    | 24.96       | 12       | 32.4        | 18.2     | 11.2        | 5.4      | 35.2     | 19.4     | 49.4     |          |
| 26.04.2007 | 04:30:00 | 190.8       | 106.2    | 9.36        | 4.2      |             |          | 23.76       | 15.12    | 25.08       | 12.96    | 33.2        | 19       | 10.8        | 4.8      | 36       | 20.2     | 48.2     |          |
| 26.04.2007 | 05:00:00 | 191.1       | 102.6    | 9.72        | 4.08     |             |          | 23.64       | 14.76    | 26.28       | 12.72    | 33.2        | 17.6     | 11          | 5.4      | 35.8     | 19.4     | 47.2     |          |
| 26.04.2007 | 05:30:00 | 196.2       | 104.7    | 9.96        | 4.32     |             |          | 23.4        | 14.64    | 25.92       | 12.36    | 34          | 18.2     | 12          | 5.2      | 36.4     | 19.4     | 50.4     |          |
| 26.04.2007 | 06:00:00 | 210.3       | 103.5    | 10.68       | 4.2      |             |          | 25.32       | 15.84    | 27.36       | 12.48    | 32.4        | 17.2     | 12.4        | 4.6      | 44.8     | 20.6     | 53       |          |
| 26.04.2007 | 06:30:00 | 245.1       | 107.7    | 10.08       | 3.72     |             |          | 26.04       | 16.08    | 31.32       | 13.08    | 38.8        | 18       | 14.8        | 5.6      | 50.8     | 21.4     | 69.2     |          |
| 26.04.2007 | 07:00:00 | 276         | 112.5    | 13.32       | 4.68     |             |          | 29.28       | 16.56    | 33.84       | 13.68    | 48.2        | 18.8     | 17.2        | 5.4      | 56.2     | 22       | 73.8     |          |
| 26.04.2007 | 07:30:00 | 321.9       | 132.3    | 26.4        | 8.76     |             |          | 31.68       | 18       | 40.8        | 15       | 55.6        | 20.2     | 19.4        | 5.8      | 64.2     | 26       | 79       |          |
| 26.04.2007 | 08:00:00 | 330.6       | 143.1    | 30.72       | 14.04    |             |          | 29.28       | 17.88    | 38.04       | 15.48    | 50.2        | 21.2     | 17.6        | 6.2      | 72.2     | 28.2     | 86.6     |          |
| 26.04.2007 | 08:30:00 | 321         | 143.1    | 35.28       | 14.52    |             |          | 29.4        | 17.76    | 36.12       | 16.32    | 45.8        | 19       | 15.8        | 5.8      | 70.6     | 28.6     | 83.4     |          |
| 26.04.2007 | 09:00:00 | 317.7       | 141.6    | 36.72       | 12.72    |             |          | 32.04       | 18.84    | 34.08       | 15.84    | 41.8        | 19.6     | 14.6        | 6.2      | 67.4     | 28       | 86       |          |
| 26.04.2007 | 09:30:00 | 316.5       | 139.8    | 39.72       | 14.28    |             |          | 31.8        | 18.6     | 33.72       | 15.6     | 41.2        | 20       | 15.8        | 6.2      | 68.6     | 28.2     | 80.4     |          |
| 26.04.2007 | 10:00:00 | 323.7       | 141.3    | 39.72       | 16.08    |             |          | 31.44       | 18.96    | 35.64       | 15.96    | 42.2        | 19.4     | 16.6        | 6.4      | 69       | 26.8     | 83.8     |          |
| 26.04.2007 | 10:30:00 | 319.5       | 146.1    | 43.2        | 19.92    |             |          | 30.48       | 18.36    | 33.96       | 15.84    | 41          | 19.2     | 16.6        | 5.6      | 64.8     | 28       | 84.4     |          |
| 26.04.2007 | 11:00:00 | 318.3       | 148.5    | 43.92       | 20.76    |             |          | 32.16       | 18.96    | 31.44       | 15.24    | 40.6        | 19.8     | 16.2        | 6.2      | 63       | 28.2     | 85.6     |          |
| 26.04.2007 | 11:30:00 | 309         | 147.3    | 46.08       | 22.32    |             |          | 31.8        | 19.2     | 32.16       | 15.12    | 38.6        | 18.6     | 16.8        | 6.2      | 56.2     | 27.4     | 82.8     |          |
| 26.04.2007 | 12:00:00 | 320.7       | 156.9    | 58.08       | 31.08    |             |          | 34.56       | 19.56    | 32.52       | 14.4     | 39.2        | 19       | 17          | 6.6      | 57.6     | 27       | 77       |          |
| 26.04.2007 | 12:30:00 | 312.3       | 156.9    | 54.36       | 28.56    |             |          | 32.64       | 19.32    | 33.12       | 15.6     | 37.2        | 20.4     | 16.4        | 6.6      | 58.6     | 26.8     | 74.8     |          |
| 26.04.2007 | 13:00:00 | 308.7       | 157.8    | 51.72       | 30       |             |          | 30.12       | 18.96    | 32.52       | 15.6     | 38.4        | 19.2     | 16.8        | 6.4      | 58.2     | 27.8     | 76       |          |
| 26.04.2007 | 13:30:00 | 304.8       | 152.1    | 39.72       | 25.08    |             |          | 31.8        | 18.36    | 31.92       | 15.96    | 38          | 19.8     | 17.4        | 6        | 57       | 27.2     | 83.2     |          |
| 26.04.2007 | 14:00:00 | 305.7       | 153.3    | 35.88       | 23.4     |             |          | 32.04       | 19.2     | 33.84       | 15.36    | 37          | 19.2     | 17.2        | 6.6      | 59.8     | 28       | 85.2     |          |
| 26.04.2007 | 14:30:00 | 304.8       | 159.9    | 39.36       | 25.56    |             |          | 31.32       | 19.44    | 31.68       | 15.72    | 39.2        | 20.6     | 17.4        | 6.6      | 59.2     | 28.4     | 82       |          |
| 26.04.2007 | 15:00:00 | 321.6       | 162.9    | 51.96       | 31.2     |             |          | 30.24       | 19.2     | 32.04       | 16.68    | 38.6        | 19.4     | 18.2        | 6.4      | 62.8     | 27.4     | 83.2     |          |









Формування першої матриці з'єднань:

$$M_{\Sigma} := \begin{bmatrix} M_{\Sigma} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 0..n-1 \\ \quad \text{for } i \in 0..m-1 \\ \quad \quad M_{\Sigma_{1,j}} \leftarrow 1 \text{ if } (N_{\Sigma}^{(0)})_i = j \\ \quad \quad M_{\Sigma_{1,j}} \leftarrow -1 \text{ if } (N_{\Sigma}^{(0)})_i = j \\ M_{\Sigma}^T \end{bmatrix}$$

Кількість нуклеотидних калібрів  $K_K = m - n + 1$   $k = 0$

$$M_{\Sigma plus} := \begin{bmatrix} M_{\Sigma plus} \leftarrow 0 \\ \text{for } i \in 0..n-1 \\ \quad \text{for } j \in 0..m-1 \\ \quad \quad M_{\Sigma plus_{1,j}} \leftarrow -1 \text{ if } (M_{\Sigma})_{i,j} < 0 \\ \quad \quad M_{\Sigma plus_{1,j}} \leftarrow 0 \text{ if } (M_{\Sigma})_{i,j} > 0 \\ M_{\Sigma plus} \end{bmatrix} \quad M_{\Sigma plus} := \begin{bmatrix} M_{\Sigma plus} \leftarrow 0 \\ \text{for } i \in 0..n-1 \\ \quad \text{for } j \in 0..m-1 \\ \quad \quad M_{\Sigma plus_{1,j}} \leftarrow 1 \text{ if } (M_{\Sigma})_{i,j} > 0 \\ \quad \quad M_{\Sigma plus_{1,j}} \leftarrow 0 \text{ if } (M_{\Sigma})_{i,j} < 0 \\ M_{\Sigma plus} \end{bmatrix}$$

Формування першої матриці зв'язків:

$$M_{\Sigma K} = M_{\Sigma plus} + M_{\Sigma plus}^T \cdot K \quad M_{\Sigma K} = M_{\Sigma plus}^T + K \cdot M_{\Sigma plus}^T \\ M_K := \text{submatrix}(M_{\Sigma K}, 1, n-1, 0, m-1) \quad M_K = \text{submatrix}(M_{\Sigma K}, 0, m-1, 1, n-1)$$

Матриця вулових провідностей

$$Y_{\Sigma} := M_{\Sigma K} Z^{-1} \cdot M_{\Sigma K} \quad Y := M_K Z^{-1} \cdot M_K$$

Одиничний вектор

$$N_{od} := \begin{bmatrix} \text{for } i \in 0..n-1 \\ N_{od,i} \leftarrow 1 \\ N_{od} \end{bmatrix}$$

Вектор вулових провідностей базисного вула

$$Yb := \text{submatrix}(Y_{\Sigma}, 1, n-1, 0, 0)$$

Вектор вулових провідностей віток

$$Y_{\Sigma K} = Y_{\Sigma} + j \cdot \text{diag}(Yb)$$

$$S_K = \begin{bmatrix} \frac{TP110P_{-t}}{1000} + j \frac{TP110Q_{-t}}{1000} \\ \frac{(TP455P_{-t} + TP455P_{-t}^2)}{1000} + j \frac{(TP455Q_{-t} + TP455Q_{-t}^2)}{1000} \\ \frac{(TP456P_{-t} + TP456P_{-t}^2)}{1000} + j \frac{(TP456Q_{-t} + TP456Q_{-t}^2)}{1000} \\ \frac{TP457P_{-t}}{1000} + j \frac{TP457Q_{-t}}{1000} \\ \frac{TP458P_{-t}}{1000} + j \frac{TP458Q_{-t}}{1000} \\ \frac{(TP543P_{-t})}{1000} + j \frac{(TP543Q_{-t})}{1000} \end{bmatrix}$$



Визначимо оцінки показує співвідношення і одного кілометра і метри кожного року трансформаторів

$$X_{\Sigma\Sigma} = (Y_{\Sigma} - j \cdot \text{diag}(Y_{N_2})) + \text{diag} \left[ \frac{\Delta P_{XX}}{(U_{\text{mod}})^2 \cdot 100 \cdot 1000} \right] + j \cdot \text{diag} \left[ \frac{(\text{Sum}^T \cdot \text{diag}(X_{XX}))^T}{(U_{\text{mod}})^2 \cdot 100 \cdot 1000} \right]$$

$$\Delta P_{XX\Sigma} = \frac{\Delta P_{XX}}{1000000 \cdot 2} \qquad \Delta Q_{XX\Sigma} = \frac{(\text{Sum}^T \cdot \text{diag}(X_{XX}))^T}{100 \cdot 1000 \cdot 2}$$

Визначимо загального опору трансформаторів

$$R_{T1} = \frac{\Delta P_{k_1} \cdot (U_{\text{mod}})^2 \cdot 1000}{\left( \frac{\text{Sum}_1}{2} \right)^2 \cdot 2} = 1.895 \qquad R_{T3} = 2 \cdot R_{T1} \qquad R_{T4} = 2 \cdot R_{T1} \qquad R_{T5} = 2 \cdot R_{T1}$$

$$X_{T1} = \frac{u_{k_1} \cdot (U_{\text{mod}})^2 \cdot 10}{\left( \frac{\text{Sum}_1}{2} \right)^2 \cdot 2} = 6.202 \qquad X_{T3} = 2 \cdot X_{T1} \qquad X_{T4} = 2 \cdot X_{T1} \qquad X_{T5} = 2 \cdot X_{T1}$$

$$Y_{\Sigma\Sigma} = \text{submatrix}(Y_{\Sigma}, 1, n - 1, 1, n - 1)$$

Напряги ближнього вузла

$$U_b := U_0 \qquad U_b = 10.5$$

Перевірка

$$G_{\Sigma\Sigma} = Z^{-1} \cdot M_{kt}(Y)^{-1} \qquad |M_{kt} \cdot C| = 1 - 0.1$$

$$M_{kt} = \text{submatrix}(M_{\Sigma k}, 0, m - 1, 0, 0)$$

$$G_{\Sigma\Sigma} = \text{Re}(Y_{\Sigma}) \qquad B_{\Sigma\Sigma} = \text{Im}(Y_{\Sigma})$$

Початкові наближення та матриця згладь

Підходи та розрахунок вимірювань

$$Y := \text{submatrix}(Y_{\Sigma}, 1, n - 1, 0, 0)$$

$$Y_{\Sigma} = (Y_D)^{-1} \cdot S \qquad Y^{-1} \cdot (Y - Y_b \cdot U_b) = \begin{pmatrix} 10.49 - 0.003i \\ 10.491 - 0.002i \\ 10.49 - 0.003i \\ 10.49 - 0.002i \\ 10.495 - 0.001i \end{pmatrix}$$

$$R_{T2} = \frac{1}{\frac{\Delta P_{k_1} \cdot (U_{\text{mod}})^2 \cdot 1000}{(400)^2} + \frac{1}{\frac{\Delta P_{k_2} \cdot (U_{\text{mod}})^2 \cdot 1000}{(250)^2}}} = 2.398$$

$$X_{T2} = \frac{1}{\frac{u_{k_1} \cdot (U_{\text{mod}})^2 \cdot 10}{(400)} + \frac{1}{\frac{u_{k_2} \cdot (U_{\text{mod}})^2 \cdot 10}{(250)}}} = 7.76$$

Формування матриці Якобі для вимірюваних параметрів:

```

Jacobi(Umod,Uarg,Mtype) :=
  for k in 0...rows(Mtype) - 1
  if (Mtype<sup>(k)</sup>)/k = 11
    num ← (Mtype<sup>(k)</sup>)/k
    for i in 1...(n - 1)
      Jacobi<sub>k,i-1</sub> ← Umod<sub>num</sub>{G<sub>num,i</sub>cos(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>i</sub>) + B<sub>num,i</sub>sin(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>i</sub>)} if i ≠ num
      Jacobi<sub>k,i-1</sub> ← ∑j=0n-1 [Umod<sub>j</sub>{G<sub>num,j</sub>cos(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>j</sub>) + B<sub>num,j</sub>sin(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>j</sub>)} + Umod<sub>num</sub>·G<sub>num,num</sub>] if i = num
    for i in 1...(n - 1)
      Jacobi<sub>k,i+n-2</sub> ← Umod<sub>num</sub>·Umod<sub>j</sub>{G<sub>num,i</sub>sin(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>j</sub>) - B<sub>num,i</sub>cos(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>j</sub>)} if i ≠ num
      Jacobi<sub>k,i+n-2</sub> ← ∑j=0n-1 [Umod<sub>num</sub>·Umod<sub>j</sub>{G<sub>num,i</sub>sin(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>j</sub>) + B<sub>num,j</sub>cos(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>j</sub>)} - (Umod<sub>num</sub>)2·B<sub>num,num</sub>] if i = num
  if (Mtype<sup>(k)</sup>)/k = 12
    num ← (Mtype<sup>(k)</sup>)/k
    for i in 1...(n - 1)
      Jacobi<sub>k,i-1</sub> ← Umod<sub>num</sub>{G<sub>num,i</sub>sin(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>j</sub>) - B<sub>num,i</sub>cos(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>j</sub>)} if i ≠ num
      Jacobi<sub>k,i-1</sub> ← ∑j=0n-1 [Umod<sub>j</sub>{G<sub>num,j</sub>sin(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>j</sub>) - B<sub>num,j</sub>cos(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>j</sub>)} - Umod<sub>num</sub>·B<sub>num,num</sub>] if i = num
    for i in 1...(n - 1)
      Jacobi<sub>k,i+n-2</sub> ← -Umod<sub>num</sub>·Umod<sub>j</sub>{G<sub>num,i</sub>cos(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>j</sub>) + B<sub>num,i</sub>sin(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>j</sub>)} if i ≠ num
      Jacobi<sub>k,i+n-2</sub> ← ∑j=0n-1 [Umod<sub>num</sub>·Umod<sub>j</sub>{G<sub>num,i</sub>cos(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>j</sub>) + B<sub>num,j</sub>sin(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>j</sub>)} - (Umod<sub>num</sub>)2·G<sub>num,num</sub>] if i = num
  if (Mtype<sup>(k)</sup>)/k = 21
    num ← (Mtype<sup>(k)</sup>)/k
    num1 ← (Nvy<sup>(k)</sup>)/num
    num2 ← (Nvy<sup>(k)</sup>)/num
    for i in 1...n - 1
      Jacobi<sub>k,i-1</sub> ← 0
      Jacobi<sub>k,i-1</sub> ← Umod<sub>num</sub>{G<sub>num,i,num1</sub>cos(Uarg<sub>num1</sub> - Uarg<sub>num2</sub>) + B<sub>num,i,num1</sub>sin(Uarg<sub>num1</sub> - Uarg<sub>num2</sub>)} - 2Umod<sub>num1</sub>·G<sub>num1,num2</sub> if i = num1
      Jacobi<sub>k,i-1</sub> ← Umod<sub>num1</sub>{G<sub>num1,i,num2</sub>cos(Uarg<sub>num2</sub> - Uarg<sub>num1</sub>) + B<sub>num1,i,num2</sub>sin(Uarg<sub>num2</sub> - Uarg<sub>num1</sub>)} if i = num2

```

---

```

    for i ∈ 1..n-1
      Jacobik, i+n-2 ← 0
      Jacobik, i+n-2 ← Unmodnum(Unmodnum(-Gnum, num·sin(Uargnum - Uargnum) + Bnum, num·cos(Uargnum - Uargnum)) if i = num
      Jacobik, i+n-2 ← Unmodnum(Unmodnum(Gnum, num·sin(Uargnum - Uargnum) - Bnum, num·cos(Uargnum - Uargnum)) if i = num)
    if (Mtype(δ)k = 22
      num ← (Mtype(δ)k)k
      numi ← (Nvy(δ)num
      numj ← (Nvy(δ)num
      for j ∈ 1..n-1
        Jacobik, j-1 ← 0
        Jacobik, j-1 ← Unmodnum(Gnum, numj·sin(Uargnumi - Uargnumj) - Bnumi, numj·cos(Uargnumi - Uargnumj)) + 2Unmodnumi·Bnumi, numj if i = numi
        Jacobik, j-1 ← Unmodnumi(Gnumi, numj·sin(Uargnumi - Uargnumj) - Bnumi, numj·cos(Uargnumi - Uargnumj)) if i = numj
      for j ∈ 1..n-1
        Jacobik, i+n-2 ← 0
        Jacobik, i+n-2 ← Unmodnumi(Unmodnumj(Gnumi, numj·cos(Uargnumi - Uargnumj) + Bnumi, numj·sin(Uargnumi - Uargnumj)) if i = numi
        Jacobik, i+n-2 ← Unmodnumj(Unmodnumi(Gnumi, numj·cos(Uargnumi - Uargnumj) + Bnumi, numj·sin(Uargnumi - Uargnumj)) if i = numj)
      if (Mtype(δ)k = 0
        num ← (Mtype(δ)k)k
        for i ∈ 1..n-1
          Jacobik, j-1 ← 0
          Jacobik, j-1 ← -1 if i = num
        for i ∈ 1..n-1
          Jacobik, i+n-2 ← 0

```

---

Визначення вектору розрахункових параметрів режиму:

```

h(Myrс, Umod, Uarg) :=
  h ← 0
  for k ∈ 0..rows(Myrс) - 1
    if (Myrc<sup>(i)</sup>)<sub>k</sub> = 11
      num ← (Myrc<sup>(i)</sup>)<sub>k</sub>
      h<sub>k</sub> ← Umod·num · ∑j=0n-1 [Umod·j·(G<sub>num,j</sub>·cos(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>j</sub>) + B<sub>num,j</sub>·sin(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>j</sub>))]
    if (Myrc<sup>(i)</sup>)<sub>k</sub> = 12
      num ← (Myrc<sup>(i)</sup>)<sub>k</sub>
      h<sub>k</sub> ← Umod·num · ∑j=0n-1 [Umod·j·(G<sub>num,j</sub>·sin(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>j</sub>) - B<sub>num,j</sub>·cos(Uarg<sub>num</sub> - Uarg<sub>j</sub>))]
    if (Myrc<sup>(i)</sup>)<sub>k</sub> = 21
      num ← (Myrc<sup>(i)</sup>)<sub>k</sub>
      numi ← (Nvy<sup>(i)</sup>)<sub>num</sub>
      numj ← (Nvy<sup>(i)</sup>)<sub>num</sub>
      h<sub>k</sub> ← Umod·numi·Umod<sub>numj</sub>·(G<sub>numi</sub>·cos(Uarg<sub>numi</sub> - Uarg<sub>numj</sub>) + B<sub>numi</sub>·sin(Uarg<sub>numi</sub> - Uarg<sub>numj</sub>)) - G<sub>numi</sub>·sin(Uarg<sub>numi</sub> - Uarg<sub>numj</sub>)<sup>2</sup>
    if (Myrc<sup>(i)</sup>)<sub>k</sub> = 22
      num ← (Myrc<sup>(i)</sup>)<sub>k</sub>
      numi ← (Nvy<sup>(i)</sup>)<sub>num</sub>
      numj ← (Nvy<sup>(i)</sup>)<sub>num</sub>
      h<sub>k</sub> ← Umod·numi·Umod<sub>numj</sub>·(G<sub>numi</sub>·sin(Uarg<sub>numi</sub> - Uarg<sub>numj</sub>) - B<sub>numi</sub>·cos(Uarg<sub>numi</sub> - Uarg<sub>numj</sub>)) + B<sub>numi</sub>·sin(Uarg<sub>numi</sub> - Uarg<sub>numj</sub>)<sup>2</sup>
    if (Myrc<sup>(i)</sup>)<sub>k</sub> = 0
      num ← (Myrc<sup>(i)</sup>)<sub>k</sub>
      h<sub>k</sub> ← -Umod<sub>num</sub>
  
```

—h



Процедура оцінки стану:

```

 $\hat{x}_k = 100$ 
iteration := 0
State_vector(Mtype, Mtype_nadl, W) :=
  while  $\varepsilon > 0.0000000000000001$ 
  |
  |  $z \leftarrow Mtype^{(\hat{z})}$ 
  |  $\Delta z \leftarrow z - h(Mtype, Umod, Uarg)$ 
  |  $J \leftarrow \text{Jacobi}(Umod, Uarg, Mtype)$ 
  |  $Gain \leftarrow J^T \cdot \text{diag}(W) \cdot J$ 
  |  $\Delta x \leftarrow Gain^{-1} \cdot J^T \cdot \text{diag}(W) \cdot \Delta z$ 
  | for  $i \in 1..n-1$ 
  | |  $Umod_i \leftarrow Umod_i - \Delta x_{i-1}$ 
  | |  $Uarg_i \leftarrow Uarg_i - \Delta x_{i+1}(\text{rows}(Umod)-2)$ 
  |  $\varepsilon \leftarrow \left| \sum \Delta x \right|$ 
  | iteration  $\leftarrow$  iteration + 1
  | z_nadl  $\leftarrow h(Mtype\_nadl, Umod, Uarg)$ 
  | Observation  $\leftarrow \text{diag}(Mtype\_nadl^{(\hat{z})})^{-1} \cdot (Mtype\_nadl^{(\hat{z})} - z\_nadl)$ 
  | State_vector  $\leftarrow \text{stack}(Umod, 701, Uarg, 702, \text{Observation}-100, 703, z\_nadl)$ 

```



---

$S_{\text{new}_5} \leftarrow \text{submatrix}(ST_{\langle \emptyset \rangle}, 29, 40, 0, 0)_{0+j} \cdot \text{submatrix}(ST_{\langle \emptyset \rangle}, 29, 40, 0, 0)_{\cdot 1}$   
 $\Delta Pr_t \leftarrow R_c(\Delta S_{\text{nav}}(\text{submatrix}(ST, 0, n-1, 0, 0), \text{submatrix}(ST, n+1, n-2, 0, 0), S_{\text{new}}))$   
 $\Delta Qtr \leftarrow \text{Im}(\Delta S_{\text{nav}}(\text{submatrix}(ST, 0, n-1, 0, 0), \text{submatrix}(ST, n+1, n-2, 0, 0), S_{\text{new}})))$   
 for  $j \in 0..m-1$   
 $T^{(j)} \leftarrow \sum \left( T_1(\text{submatrix}(ST, 0, n-1, 0, 0), \text{submatrix}(ST, n+1, n-2, 0, 0)) T^{(j)} \right)$   
 $\text{day\_matrix\_dost} \leftarrow \text{stack} \left( ST, 771, R_c(T^{(1)}), 772, \text{Im}(T^{(1)}), 773, R_c(S), 774, \text{Im}(S), 775, R_c(T \cdot Sb) + \sum \Delta Pr_{X\Sigma} + \sum \Delta Qtr, 776, \text{Im}(T \cdot Sb) + \sum \Delta Pr_{X\Sigma} + \sum \Delta Qtr, 777, \sum R_d(S), 778, \sum \text{Im}(S), 779, \Delta Pr_t, 780, \Delta Pr_{X\Sigma} \right)$  if  $t=0$   
 $\text{day\_matrix\_dost} \leftarrow \text{augment} \left( \text{day\_matrix\_dost}, \text{stack} \left( ST, 0, R_c(T^{(t)}), 0, \text{Im}(T^{(t)}), 0, R_c(S), 0, \text{Im}(S), 0, \sum \Delta Pr_{X\Sigma} + \sum \Delta Qtr, 0, \sum R_d(S), 0, \sum \text{Im}(S), 0, \Delta Pr_t, 0, \Delta Pr_{X\Sigma} \right) \right)$  if  $t > 0$   
 $\text{day\_matrix\_dost}$

---

$j := 0, 1, \dots, 47$

|  |    |           |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |            |
|--|----|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
|  | 0  | 1         | 2          | 3          | 4          | 5          | 6          | 7          | 8          | 9          | 10         | 11         | 12         | 13         |
|  | 0  | 10.5      | 10.5       | 10.5       | 10.5       | 10.5       | 10.5       | 10.5       | 10.5       | 10.5       | 10.5       | 10.5       | 10.5       | 10.5       |
|  | 1  | 10.490684 | 10.491466  | 10.491982  | 10.492489  | 10.49281   | 10.492999  | 10.49303   | 10.493159  | 10.493208  | 10.493132  | 10.493227  | 10.493311  | 10.493149  |
|  | 2  | 10.491336 | 10.492062  | 10.492536  | 10.493008  | 10.493305  | 10.493399  | 10.493483  | 10.493514  | 10.493679  | 10.493608  | 10.493683  | 10.49376   | 10.493618  |
|  | 3  | 10.490366 | 10.491181  | 10.49172   | 10.492243  | 10.492574  | 10.49268   | 10.492768  | 10.49283   | 10.492935  | 10.492905  | 10.493009  | 10.493095  | 10.49292   |
|  | 4  | 10.490659 | 10.49144   | 10.491941  | 10.492461  | 10.492779  | 10.492885  | 10.492979  | 10.493008  | 10.493136  | 10.493112  | 10.493182  | 10.493249  | 10.493106  |
|  | 5  | 10.495356 | 10.495743  | 10.495994  | 10.496243  | 10.4964    | 10.496448  | 10.496493  | 10.496509  | 10.49657   | 10.496594  | 10.4966    | 10.496652  | 10.496578  |
|  | 6  | 701       | 701        | 701        | 701        | 701        | 701        | 701        | 701        | 701        | 701        | 701        | 701        | 701        |
|  | 7  | 0         | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          |
|  | 8  | -0.000249 | -0.000237  | -0.000228  | -0.000218  | -0.000216  | -0.000205  | -0.000206  | -0.000212  | -0.000211  | -0.000213  | -0.000212  | -0.000209  | -0.000211  |
|  | 9  | -0.00023  | -0.000219  | -0.00021   | -0.000201  | -0.000199  | -0.000189  | -0.00019   | -0.000196  | -0.000195  | -0.000197  | -0.000196  | -0.000194  | -0.000196  |
|  | 10 | -0.000249 | -0.000237  | -0.000228  | -0.000217  | -0.000216  | -0.000204  | -0.000205  | -0.000212  | -0.000211  | -0.000213  | -0.000211  | -0.000208  | -0.000211  |
|  | 11 | -0.000228 | -0.000216  | -0.000207  | -0.000198  | -0.000196  | -0.000184  | -0.000185  | -0.000191  | -0.00019   | -0.000194  | -0.000192  | -0.00019   | -0.000192  |
|  | 12 | -0.000131 | -0.000125  | -0.000121  | -0.000116  | -0.000115  | -0.000112  | -0.00011   | -0.000113  | -0.000113  | -0.000114  | -0.000113  | -0.000112  | -0.000113  |
|  | 13 | 702       | 702        | 702        | 702        | 702        | 702        | 702        | 702        | 702        | 702        | 702        | 702        | 702        |
|  | 14 | 0         | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          | 0          |
|  | 15 | -26.15341 | -29.500258 | -31.491315 | -34.814108 | -36.479652 | -37.617341 | -37.941098 | -39.158832 | -39.152431 | -38.654213 | -39.460072 | -39.979687 | -39.310571 |
|  | 16 | 96.202815 | 99.406346  | 101.341677 | 103.203628 | 105.842008 | 104.814593 | 104.062011 | 104.587435 | 108.335652 | 108.438539 | 108.883211 | 109.343883 | 108.268729 |
|  | 17 | 0         | -0         | -0         | 0          | -0         | -0         | 0          | 0          | 0          | -0         | -0         | 0          | ...        |

$\text{day\_matrix\_dost} =$







## Додаток В

**Список опублікованих праць за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації**

- [1] Ю. Томашевський, О. Бурикін, Ю. Малогулко та В. Гриник, "Інформаційна система розподільної електричної мережі на базі концепції Smart metering із застосуванням типових графіків навантаження", *Технічні науки та технології*, №. 321, с. 229-241, 2020. doi: 10.25140/2411-5363-2020-3(21)-229-241.
- [2] Ю. Томашевський, О. Бурикін, Ю. Малогулко та Ю. Семенюк, "Метод визначення оптимальної встановленої потужності генерування електроенергії відновлювальним джерелами енергії в електричних мережах", *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*, №. 16, с. 35-40, 2017.
- [3] Ю. Томашевський, О. Бурикін, Ю. Малогулко та Н. Радзієвська, "Оптимальне керування відновлюваними джерелами електроенергії у локальних електричних системах", *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, №. 4, с. 69-74, 2016.
- [4] Ю. Томашевський, П. Лежнюк та С. Бевз, "Експертний аналіз та візуалізація інформації для прийняття оптимальних рішень в задачах зменшення втрат електроенергії в електричних мережах", *Вимірювальна та обчислювальна техніка в технологічних процесах (Технологічний університет Поділля, м. Хмельницький)*, №. 2, с. 109-116, 2007.
- [5] Ю. Томашевський, П. Лежнюк та С. Бевз, "Техніко-економічна оцінка в графічному середовищі заходів зі зменшення втрат електроенергії для прийняття оптимальних рішень", *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, №. 6, с. 157-161, 2006.
- [6] Yu. V. Tomashevskiy et al., "Optimization of the functioning of the renewable energy sources in the local electrical systems", *Przegląd elektrotechniczny*, vol. 1, no. 3, pp. 99-104, 2017.

- [7] Y. Tomashevskiy, O. Burykin, V. Kulyk, та J. Malogulko, "Estimation of the dynamics of power grid operating parameters based on staard load curves", *EEJET*, vol. 6, no. 8 (102), pp. 6–12, 2019.
- [8] В. Кулик, Ю. Томашевський та О. Глоба, "Пофідерний аналіз втрат електроенергії у розподільних електромережах 10(6)-0,4 кВ з використанням імітаційного моделювання", *Енергетика та електрифікація*, №. 7-8, с. 18-24, 2020.
- [9] О. Бурикін, Ю. Томашевський та Ю. Малогулко, "Стандартизація функціонування локальних енергосистем при їх інтеграції у системи централізованого живлення на базі концепції SmartGrid", *Енергетика та електрифікація*, №. 12, с. 46-48, 2012.
- [10] О. Бурикін, Ю. Томашевський та Ю. Малогулко, "Стандартизація функціонування локальних енергосистем при їх інтеграції у системи централізованого живлення на базі концепції Smart Grid", на конференції *Контроль і управління в складних системах (КУСС-2012)*, ВНТУ, ХНУРЕ, 2012, с. 146-147.
- [11] О. Бурикін, Ю. Томашевський та В. Кулик, "Використання типових графіків навантаження у задачах достовірності даних обліку електроенергії", на *XLVII науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (НТКП ВНТУ–2018)*, ВНТУ, 2018, с. 3147-3149.

### ***Апробація результатів дисертації:***

Основні положення роботи та її результати доповідались, обговорювались та були схвалені на таких науково-технічних конференціях та семінарах:

- на науково-технічній конференції Сучасні проблеми радіоелектроніки, телекомунікацій та приладобудування (СПРТП-2005): I Міжнародна конференція, 2 – 5 червня 2005 р. м. Вінниця, форма участі – очна;
- на 13 науково-технічній конференції по автоматичному управлінню “Автоматика – 2006”, 26 – 28 вересня 2006 р., м. Вінниця, форма участі – очна;
- на міжнародній науково-технічній конференції “Контроль і управління в

складних системах - 2012”, 9-11 жовтня 2012 р., м. Вінниця, форма участі – очна;

– на III міжнародній науково-технічній конференції «ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАМИ - 2015», 14 - 15 жовтня 2015 р. м. Вінниця, форма участі – очна;

– на IV міжнародній науково-технічній конференції «ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАМИ - 2017», 11 жовтня 2017 р. м. Вінниця, форма участі – очна;

– XIV науково-технічна конференція «Повітряні та кабельні електричні мережі підприємств України» 26-27 квітня 2017 р., м. Харків, форма участі – очна;

– на XLVII науково-технічній конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету 21 - 23 березня 2018 р., м. Вінниця, форма участі – очна;

– Проблеми втрат електроенергії в електричних мережах. Необхідність оптимального використання мережі та забезпечення її економічності. 10-13 грудня 2019 р., смт Славське, форма участі – очна;

– на VIII міжнародній науково-технічній інтернет-конференції «Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах». 24 грудня, 2020 р., м. Луцьк. , форма участі – заочна;