

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»  
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**Яценко Дмитро Валерійович**

УДК 621.316:3

## **ДИСЕРТАЦІЯ**

Динамічне керування режимами розподільних мереж з локальними джерелами  
енергії

141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

14 Електрична інженерія

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

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

\_\_\_\_\_Яценко Д.В.

Науковий керівник:

Попов Володимир Андрійович доктор технічних наук, професор

Київ – 2023

## АНОТАЦІЯ

*Яценко Д.В.* Динамічне керування режимами розподільних мереж з локальними джерелами енергії. - Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії у галузі знань 14 Електрична інженерія за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, 2023.

Формування нової енергетичної політики України - важлива складова процесу євроінтеграції. Передумовами для цього є розвиток відновлюваної електроенергетики та засобів її акумулювання (це передбачає "Національний план дій з відновлюваної енергетики до 2030 року"), а також, інтелектуалізація розподільної мережі та децентралізація ринку електричної енергії. Дані фактори стають основою для формування концепції активних розподільних мереж, або Smart Grid, та розробки ефективних методів керування їх режимами.

Концепція енергетичної системи, побудованої на принципах створення активних електричних мереж, полягає у тому, що процес передачі та розподілу електричної енергії є повністю спостережуваний та керований, а комутаційне обладнання автоматизоване у повному обсязі. Перелічені особливості відкривають можливості постійного моніторингу стану мережі, прискорення локалізації та усунення пошкоджень, зменшення часу відновлення електропостачання, обсягу недовідпущеної електроенергії та її втрат, зокрема, шляхом реалізації динамічного керування режимами роботи розподільної мережі. У дисертаційній роботі під динамічним керуванням ми розуміємо процес оперативної зміни топології розподільної мережі для мінімізації втрат електричної енергії в добовому розрізі. При цьому для споживачів з власними локальними джерелами енергії це додатково дозволить більш активно взаємодіяти з енергосистемою, продавати вироблену електроенергію з урахуванням діючих тарифів.

На даний момент основна маса розподільних мереж, що експлуатуються, були побудовані у 70-80 роках минулого століття. За цей період накопичилася певна кількість проблем, а саме: морально застаріле обладнання, низький рівень автоматизації, невідповідна якість електропостачання та великі втрати електричної енергії. Показник утрат електричної енергії в Україні занадто високий у порівнянні з країнами ЄС, США, Канадою, Австралією та Китаєм, які сягають 15-20% від усього відпуску.

До ряду причин, через які втрати електричної енергії залишаються на достатньо високому рівні, насамперед, можна віднести наступні: передача електроенергії здійснюється на великі відстані, незадовільний технічний стан мереж та недостатньо ефективне керування їх режимами, особливо на рівні розподілу електричної енергії та ін. Врахувати та усунути негативні фактори можливо на етапі проєктування нових мереж. А для вирішення питання в існуючих мережах необхідно впроваджувати адекватне керування режимами їх роботи. Найважливіше це здійснювати у мережах на середній та низькій напругах, так як вони мають значну протяжність, низький рівень автоматизації та інформатизації, велику кількість вузлів навантаження та відгалужень, і саме до них підключені споживачі, а в перспективі мають приєднуватися і різноманітні локальні енергетичні ресурси. Тому на даний час керування здебільше проводиться у вигляді середньострокового планування режимів (вибір місць розмикання контурів, перемикання відгалужень без збуджень трансформаторів, закону регулювання напруги у центрі живлення і та ін.) у річному або сезонному розрізах.

Заходів, спрямованих на зниження втрат активної потужності, які мають різні рівні впливу, є доволі велика кількість. У той же час одним з найбільш ефективним заходом зі зниження втрат потужності й електричної енергії є визначення оптимальної топології розподільних мереж, що побудовані за петлевою схемою.

Даний спосіб керування одночасно впливає на покращення надійності, зменшення втрат напруги та підвищення пропускної спроможності мережі.

Специфіка цієї задачі полягає у тому, що оптимальне місце розмикання мережі знаходиться шляхом порівняння різних варіантів конфігурації мережі та визначення найкращої, з точки зору мінімізації втрат активної енергії. Складність полягає у тому, що зміну місця розмикання розподільної лінії при існуючому рівні автоматизації мережі можна виконати тільки у ручному режимі.

Згідно традиційної постановки задачі, раціональні місця розмикання електричних мереж, побудованих за петлевою схемою, встановлювали двічі на рік, відповідно для осінньо-зимового та весняно-літнього максимумів навантажень, що вже є недостатнім у сучасних умовах. Таким чином, керування за класичної постановки задачі проводиться у ручному режимі та сезонному розрізі.

За останні роки збільшилася частка об'єктів малої генерації, і даний факт суттєво впливає на режими роботи розподільної мережі. Але водночас поява локальних джерел енергії, вихідна потужність яких залежить від метеорологічних умов, створює нетипові умови для роботи мереж, які проєктувалися для централізованого електропостачання.

Поява локальних джерел енергії суттєво змінює методологію вирішення традиційних задач, пов'язаних з керуванням та плануванням режимів роботи розподільних мереж. Зокрема, задача вибору оптимальних місць розмикання розподільних мереж, яка традиційно сприймалася як задача середньострокового планування, в зазначених умовах уже може розглядатися у якості задачі динамічного (оперативного) керування. Це означає, що місця нормального розмикання розподільних мереж не залишаються незмінними протягом сезону року і навіть доби, а можуть змінюватися в залежності від фактичного режиму розподільної лінії.

Зрозуміло, що будь-яке керування, а тим паче динамічне, можливе лише за умови наявності достовірної інформації відносно режимів роботи мережі (інформація про топологію мережі, параметрах її елементів і навантажень) та відповідного рівня автоматизації мережі. Найважче визначити поточні значення

навантажень кожного вузла з існуючим рівнем засобів телеметрії. Найпростіше рішення – це встановити потрібну кількість вимірювальних приладів та комутаційних апаратів з дистанційним керуванням, але даний захід вимагає значних інвестицій. З огляду на досвід економічно розвинутих країн відомо, що модернізація існуючих електричних мереж до рівня Smart grid - процес достатньо довгий і потребує суттєвих фінансових витрат.

Тому у дисертації розглянуто можливі варіанти точкового встановлення засобів вимірювання та дистанційно керованих комутаційних апаратів (здебільше двох) у розподільну мережу, побудовану за петлевим принципом. Під час визначення доцільності впровадження дистанційно керованих комутаційних апаратів основна увага буде приділена лініям, де є споживачі з незбіжним за часом характером зміни електроспоживання, або в якості локальних джерел енергії підключені відновлювані джерела енергії, з мінливим характером потужності, особливо за умов відсутності збігу у часі графіків їх генерації з режимами електроспоживання.

Обґрунтування такого технічного рішення вимагає проведення техніко-економічного розрахунку. Необхідно врахувати не тільки вартість нового обладнання, а й створення каналів телеметрії, комутаційний ресурс вимикачів та величину додаткового зниження втрат електроенергії. Так як дані фактори дуже важко підлягають формальному аналізу, тому у роботі запропоновано три підходи до вирішення цієї задачі. Один з них - це визначення допустимої кількості комутацій на добу. Другий – визначення терміну окупності з урахуванням динаміки зміни ціни на електроенергію та зміну вартості грошей у часі. Третій – сценарний підхід із застосуванням таких показників ефективності технічного заходу, як простий термін окупності, дисконтований термін окупності, показник повернення інвестицій та чисту приведену вартість. Даний підхід дозволяє оцінити різні сценарії, які відрізняються, як ліквідною вартістю встановленого обладнання, так і вартістю нового комутаційного обладнання за умови фіксованої інтенсивності його використання.

Також для динамічного керування топологією мережі у добовому розрізі розроблено експрес-метод визначення доцільності переносу точки розмикання мережі, а саме: індикативний показник, що дозволяє значно скоротити час для перерахунку параметрів режиму та прийняття рішення, що є принципово важливим для оперативного (у реальному часі) вирішення задачі.

Для оцінки тривалості зміни режиму мережі та виключення не обґрунтовано частих спрацювань комутаційних апаратів розроблено адаптивну модель прогнозування електричного навантаження/вихідної потужності локальних джерел енергії. Дана модель дозволяє виконувати «сканування» (прогнозування з послідовно зростаючим часом випередження) параметрів режиму для часового проміжку, на який планується здійснити зміну топології розподільної мережі, з використанням методу прогнозування (заздалегідь обґрунтованого переліку), який на поточний момент має мінімальну похибку прогнозу. У загальному випадку різні методи можуть бути найкращими для прогнозування навантаження та вихідної потужності окремих локальних джерел енергії.

Отже, розподільні мережі з інтегрованими локальними джерелами енергії потребують розробки нових методів керування режимами їх роботи, щоб забезпечити ефективне зменшення втрат електричної енергії. Тому розробка нових та удосконалення існуючих методів керування режимами роботи розподільної мережі з локальними джерелами енергії в режимі реального часу є актуальною науково-прикладною проблемою, яка визначила напрям дисертаційного дослідження.

**Ключові слова:** Smart Grid, динамічне керування, розподільна мережа, прогноз, електричне навантаження, енергоефективність, локальні джерела енергії, електричні мережі, джерела розподільної генерації, точність, відновлювальні джерела енергії, адаптивні моделі.

#### **Список публікацій:**

За результатами досліджень опубліковано 14 наукових праць, у тому числі 5 статей у наукових фахових виданнях, 1 стаття у виданні, яке увійшло до

міжнародних наукових баз (Scopus), 1 розділ колективної монографії, 7 тез доповідей у збірниках матеріалів конференцій.

[1] В. А. Попов, Д.В. Яценко, О.В. Аданіков та В. О. Онуфрей, “Адаптивна модель прогнозування параметрів режиму розподільних мереж з розподіленою генерацією для обґрунтування умов використання дистанційно керованих комутаційних апаратів,” Вісник Хмельницького національного університету, Технічні науки, т. 1, №293, с. 135-144, 2021, doi: 10.31891/2307-5732-2021-293-1-135-144, (фахове видання, категорія «Б»).

[2] В. А. Попов, Д. В. Яценко, О. В. Аданіков та О. В. Яценко, “Особливості використання комутаційних апаратів з дистанційним керуванням в процесі формування активних розподільних мереж,” Енергетика: економіка, технології, екологія т. 1, № 59, с. 21–28, 2020. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/54246>, (фахове видання, категорія «Б»).

[3] Яценко Д., Кулагін Д., «Investigation of special features of the decomposition of traction electric drives of mobile electrotechnical complexes», Технологический аудит и резервы производства, №.34, с. 31-39, 2017. [Онлайн]. Доступно: <https://journals.uran.ua/tarp/article/view/99929>. (фахове видання, категорія «Б»).

[4] Яценко Д., Кулагін Д., Яценко О., «Класифікація дизель-генераторних електромеханічних систем по тяговим категоріям», Науковий вісник ТДАТУ, т.1, вип№ 7, с. 141-147, 2017. [Онлайн]. Доступно: <https://nauka.tsatu.edu.ua/e-journals-tdatu/V7T1.html>. (фахове видання, категорія «Б»).

[5] D.V.Yatsenko,V. A. Popov,V. P. Rozen,A. I. Zamulko,O. V. Adanikov «Accounting the factor of randomness of social processes in prediction of demand for electric energy». Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu, №2, p. 67-72, 2022, doi: 10.33271/nvngu/2022-2/067. (Scopus, Q3).

[6] Popov, Vladimir, V.; Tkachenko, Vadim; Yarmoliuk, Olena; Yatsenko, Dmytro, «Actual Trends of Electrical Distribution Systems Automation», Studies in

Systems, Decision and Control, O. Kyrylenko, D. Derevianko, I. Zaitsev, S. Denysiuk, I. Blinov, A. Zaporozhets, Eds, Kyiv, Springer, 2022, p. 319 – 346. (Scopus).

[7] Яценко Д., Попов В., Замулко А., Ярмолюк О., Аданіков О., «Застосування індикативного якісного показника при динамічному керуванні топологією розподільної мережі з локальними джерелами енергії з метою мінімізації втрат енергії», Вісник Хмельницького національного університету, №6. с. 274-281, DOI: 10.31891/2307-5732-2022-315-6-274-281. (фахове видання, категорія «Б»).

[8] V. Popov, M. Fedosenko, V. Tkachenko and D. Yatsenko, "Forecasting Consumption of Electrical Energy Using Time Series Comprised of Uncertain Data," 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 2019, pp. 201-204, doi: 10.1109/ESS.2019.8764172. (проіндексовано у базі даних Scopus).

[9] Яценко Д., Кулагін Д., «Класифікація дизель-генераторних електромеханічних систем по тяговим категоріям», Матеріали VII міжнародної науково-практичної конференції пам'яті І.І. Мартиненка та з нагоди 85-річчя Таврійського державного агротехнологічного університету «Енергозабезпечення технологічних процесів», Мелітополь, Україна, 2017.

[10] Яценко Д., Кулагін Д., Волков М., «Аналіз практичного досвіду декомпозиції систем тягових електроприводів», Матеріали III міжнародної науково-практичної конференції «Актуальні питання сучасної науки», м. Київ, Україна, 2017, с. 40-42.

[11] Яценко Д., Кулагін Д., Волков М., «Математична модель підвищення енергетичного потенціалу дизель-генераторної електромеханічної системи», Матеріали II Всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів та молодих вчених «Актуальні проблеми сучасної енергетики», м. Херсон, Україна, 2017, с. 103-106.

[12] Яценко Д., Кулагін Д., Волков М., «Декомпозиція дизель-генераторних електромеханічних систем як захід підвищення енергетичної



ефективності», Міжнародна наукова інтернет-конференція «Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні аспекти становлення», м. Тернопіль, Україна, 2017, с.72-75.

[13] Попов В.А., Яценко Д.В., Аданіков О.В., Онуфрей В.О., «Використання адаптивної моделі прогнозування параметрів режиму роботи розподільних мереж з розподіленою генерацією для забезпечення їх ефективного функціонування», VIII Міжнародна науково-практична конференція "SCIENCE AND EDUCATION: PROBLEMS, PROSPECTS AND INNOVATIONS", м. Кіото, Японія, 2021, с. 598-606.

[14] Попов В. А., Яценко Д. В., Аданіков О. В., Онуфрей В. О., «Обґрунтування використання сучасних комутаційних апаратів в процесі формування активних розподільних мереж», VI Міжнародна науково-практична конференція "EUROPEAN SCIENTIFIC DISCUSSIONS", м. Рим, Італія, 2021, с. 153-158.

## SUMMARY

Yatsenko D. Dynamic control of distribution networks modes with local energy sources. Qualifying scientific work, the manuscript.

PhD thesis in the field of knowledge 14 Electrical engineering in specialty 141 Electric power, electrical engineering and electromechanics. – National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, Kyiv, 2023.

The formation of a new energy policy of Ukraine is an important component of the European integration process. The prerequisites for this are, on the one hand, the development of renewable electricity and the means of its accumulation (this is provided for by the "National Plan of Action on Renewable Energy until 2030"), and, on the other hand, the intellectualization of the distribution network and the decentralization of the electricity market. These factors become the basis for the formation of the concept of active distribution networks or Smart Grid and the development of effective methods of managing their modes.

The concept of an energy system built on the principles of creating active electrical networks is that the process of transmission and distribution of electrical energy is fully monitored and controlled, and the switching equipment is fully automated. The listed features open opportunities for constant monitoring of the network condition, acceleration of localization and elimination of damage, reduction of power supply restoration time, amount of unreleased electricity and its losses by implementing dynamic management of distribution network operating modes. In the dissertation, under dynamic control we understand the process of operational change of the topology of the distribution network to minimize the loss of electrical energy daily. At the same time, for consumers with their own local energy sources, this will additionally allow more active interaction with the power system, to sell the produced electricity considering current tariffs.

Currently, the bulk of distribution networks in operation were built in the 70-80s of the last century. During this period, a certain number of problems accumulated, namely: obsolete equipment, low level of automation, inadequate

quality of power supply and large losses of electrical energy. The rate of electricity losses in Ukraine is too high compared to the EU countries, the USA, Canada, Australia and China, which reach 15-20% of the total release.

Several reasons for which the losses of electric energy remain at a sufficiently high level include, first, the following: electricity transmission is carried out over long distances, the unsatisfactory technical condition of networks and insufficiently effective management of their regimes, especially at the level of electric energy distribution, etc. It is possible to consider and eliminate negative factors at the stage of designing new networks. And to solve the problem in existing networks, it is necessary to introduce adequate management of their modes of operation. It is most important to do this in medium and low voltage networks, as they have a significant length, a low level of automation and informatization, a large number of load nodes and branches, as well as consumers connected to them, and in the future, various local energy resources should also be connected. Therefore, at present, management is mostly carried out in the form of medium-term planning of modes (selection of places of opening circuits, switching of branches without excitation of transformers, the law of voltage regulation in the power center, etc.) in annual or seasonal sections.

There is quite a large number of measures aimed at reducing active power losses, which have different levels of influence. At the same time, one of the most effective measures to reduce losses of power and electrical energy is to determine the optimal topology of distribution networks built according to the loop scheme.

This control method simultaneously improves reliability, reduces voltage losses, and increases network throughput. The specificity of this task is that the optimal place for opening the network is found by comparing different network configuration options and determining the best one from the point of view of minimizing active energy losses. The difficulty lies in the fact that changing the location of the distribution line at the current level of network automation can only be done manually.

According to the traditional formulation of the problem, the rational points of disconnection of electrical networks built according to the loop scheme were established twice a year, respectively, for the autumn-winter and spring-summer maximum loads, which is already insufficient in modern conditions. Thus, management under the classic formulation of the problem is carried out in manual mode and seasonally.

In recent years, the share of small generation facilities has increased, and this fact significantly affects the operation modes of the distribution network. But at the same time, the appearance of local energy sources, the output power of which depends on meteorological conditions and therefore creates atypical conditions for the operation of networks that were designed for centralized power supply.

The appearance of local energy sources significantly changes the methodology of solving traditional problems related to the management and planning of distribution networks. In particular, the task of choosing optimal locations for opening distribution networks, which was traditionally perceived as a medium-term planning task, can already be considered as a task of dynamic (operational) management under the specified conditions. This means that the places of normal opening of distribution networks do not remain unchanged during the season of the year and even the day but can change depending on the actual mode of the distribution line.

Any control, and even more so dynamic one, is possible only if there is reliable information about the network operation modes (information about the network topology, parameters of its elements and loads) and the appropriate level of network automation. It is most difficult to determine the current values of the loads of each node with the existing level of telemetry. The easiest solution is to install the required number of measuring devices and switchgear with remote control, but this measure requires significant investment. Based on the experience of economically developed countries, it is known that the modernization of existing electrical networks to the Smart grid level is a long enough process and requires significant financial costs.

Therefore, the thesis considers possible options for point installation of measuring devices and remotely controlled switching devices (mostly two) in a distribution network built according to the loop principle. When determining the expediency of implementing remotely controlled switchgear, the main attention will be paid to lines where there are consumers with a time-incongruent nature of changes in electricity consumption or renewable energy sources connected as local energy sources, with a variable nature of power, especially under conditions of non-coincidence in the time of their generation schedules with power consumption modes.

The justification of such a technical decision requires a technical and economic calculation. It is necessary to consider not only the cost of new equipment, but also the creation of telemetry channels, the switching resource of switches and the amount of additional reduction in electricity losses. Since these factors are very difficult to be subjected to formal analysis, the paper proposes three approaches to solving this problem. One of them is the determination of the permissible number of switches per day. The second is the determination of the payback period, considering the dynamics of changes in the price of electricity and changes in the value of money over time. The third is a scenario approach with the use of such indicators of the effectiveness of a technical measure as simple payback period, discounted payback period, return on investment indicator and net present value. This approach makes it possible to evaluate various scenarios that differ in both the liquid value of the installed equipment and the cost of new switching equipment under the condition of a fixed intensity of its use.

Also, for the dynamic management of the network topology on a daily basis, an express method of determining the expediency of moving the network opening point has been developed, namely: an indicative indicator that allows you to significantly reduce the time for recalculating the mode parameters and making a decision, which is fundamentally important for an operational (real-time) solution tasks.

An adaptive model for forecasting electrical load/output power of local energy sources has been developed to estimate the duration of the network mode change and exclude unreasonably frequent activations of switching devices. This model allows you to perform "scanning" (forecasting with successively increasing advance time) of the mode parameters for the period for which the change in the topology of the distribution network is planned, using a forecasting method (from a previously justified list), which currently has a minimal forecast error. In general, different methods may be best for predicting the load and power output of individual local energy sources.

Therefore, distribution networks with integrated local energy sources require the development of new methods of managing their operation modes to ensure effective reduction of electrical energy losses. Therefore, the development of new and improvement of existing methods of managing the operating modes of the distribution network with local energy sources in real time is an urgent scientific and applied problem that determined the direction of the dissertation research.

**Keywords:** Smart Grid, dynamic control, distribution network, forecast, electric load, energy efficiency, local energy sources, electric networks, distributed generation sources, accuracy, renewable energy sources, adaptive models.

**List of publications:**

Based on the results of the research, 14 scientific works were published, including 5 articles in specialized scientific publications, 1 article in a publication included in international scientific bases (Scopus), 1 chapter of a collective monograph, 7 theses of reports in collections of conference materials.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	17
ВСТУП.....	18
РОЗДІЛ 1 .....	24
ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У ПРОЦЕСІ ВПРОВАДЖЕННЯ КОНЦЕПЦІЇ SMART GRID ТА ПЕРСПЕКТИВИ ВПРОВАДЖЕННЯ ДИНАМІЧНОГО КЕРУВАННЯ .....	24
1.1 Огляд загальних напрямків розвитку методів та засобів керування режимами систем розподілу ОЕС України .....	24
1.2 Огляд досвіду вирішення задачі динамічного керування топологією розподільної мережі для мінімізації втрат активної потужності .....	38
1.3 Особливості вирішення завдань керування режимами систем електропостачання в умовах України у процесі переходу до концепції Smart Grid.....	47
1.4 Динамічне керування режимами розподільної мережі з використанням комутаційних апаратів з дистанційним керуванням .....	55
Висновки .....	61
РОЗДІЛ 2 .....	63
ФОРМУВАННЯ ІНДИКАТИВНОГО ПОКАЗНИКА ДЛЯ ДИНАМІЧНОГО КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ.....	63
2.1 Аналіз загальних характеристик динамічного керування режимами роботи розподільних мереж .....	63
2.2 Розробка індикативного показника.....	66
2.3 Розробка індикативного показника для складної розподільної мережі з відгалудженнями .....	71
2.4 Техніко-економічна оцінка ефективності використання індикативного показника .....	76
Висновки .....	84
РОЗДІЛ 3 .....	86
ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ В УМОВАХ ДИНАМІЧНОГО КЕРУВАННЯ .....	86
3.1 Особливості прогнозування електричних навантажень та параметрів локальних джерел енергії при вирішенні задач динамічного керування режимами розподільних мереж .....	86

3.2 Аналіз методів прогнозування електричного навантаження .....	88
3.3 Аналіз методів прогнозування вихідної потужності фотоелектричних систем .....	104
3.4 Аналіз методів прогнозування вихідної потужності вітрових електричних станцій .....	112
3.5 Формування адаптивної моделі прогнозування .....	118
Висновки .....	127
РОЗДІЛ 4 .....	129
ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ ЗАДАЧІ ДИНАМІЧНОГО КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ .....	129
4.1 Використання алгоритму динамічного керування топологією розподільних мереж на прикладі типової схеми мережі IEEE з 33 вузлами: підготовка даних .....	129
4.2 Використання алгоритму динамічного керування топологією розподільною мережею на прикладі типової схеми мережі IEEE з 33 вузлами: числовий приклад.....	143
4.3 Оцінка економічного ефекту від упровадження динамічного керування топологією розподільної мережі .....	164
Висновки по розділу .....	174
ВИСНОВКИ.....	175
Перелік літературних джерел.....	177
Додаток А. Акти впровадження.....	199



## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ ТА УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВДЕ	—	відновлювальні джерела енергії
ВЕС	—	вітрова електрична станція
ДРГ	—	джерело розподільної генерації
ЕМ	—	електрична мережа
ЕЕ	—	електрична енергія
ЛДЕ	—	локальне джерело енергії
ОПР	—	особа, яка приймає рішення
РМ	—	розподільна мережа
СЕП	—	системи електропостачання
УЗЕ	—	установка зберігання енергії
ФЕС	—	фотоелектричні системи
ШНМ	—	штучні нейронні мережі
SG	—	Smart Grid

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Згідно "Національного плану дій з відновлюваної енергетики до 2030 року" розвиток потужностей на базі відновлювальних джерел енергії є перспективним та пріоритетним напрямком розвитку енергетичної галузі.

Розвиток електричної мережі на базі концепції Smart Grid та інтелектуалізація мережі у світі розглядається як основний шлях модернізації енергетичного сектору. На даний момент на забезпечення безперебійного електропостачання, забезпечення належного рівня його надійності та якості електричної енергії є попит у суспільства, а особливо під час дії правового режиму воєнного стану. Також суттєво зростає генерована потужність на базі відновлювальних джерел енергії, як малих об'єктів (до 1 МВт), так і потужних станцій.

Реалізацію зазначеної політики для вітчизняних енергетичних компаній (операторів системи розподілу) заважають виконувати наступні фактори: морально застаріле обладнання, недостатнє інформаційне забезпечення та відсутність нових алгоритмів керування режимами роботи мереж у нинішніх умовах функціонування. Варто зазначити, що переобладнати існуючу розподільну мережу згідно сучасним вимогам одразу у повному обсязі неможливо через обмеження фінансових можливостей. Тому для енергетики України актуальним є створення загальних методологічних засад для підвищення ефективності керування режимами розподільних мереж з урахуванням ряду особливостей, притаманних розподільним мережам нашої держави.

Питаннями розробки алгоритмів ефективного керування режимами роботи розподільних мереж і підвищенням енергоефективності систем електропостачання займалися вітчизняні вчені: В.В. Зорін, В.А. Попов, С.П. Денисюк, А.Ф. Жаркін, П.Д. Лежнюк, В.В. Козирський, В.О. Комар, П.П. Говоров, Ю. С. та ін. закордонні вчені: Р. Chittur Ramaswamy, G. Deconinck,

Valentin A. Boicea, V. M. Meyabadi, M. Farajzadeh, C. H. Ng, T. Logenthiran, W. L. Woo, H. Wang, H. Zhang, L. Chen, Y. Zhao, B. Duan, F. G. Calhau, J. S. B. Martins.

Отже, розробка алгоритмів ефективного керування режимами роботи розподільних мереж і підвищенням енергоефективності систем електропостачання в сучасних умовах є актуальною науково-прикладною проблемою, яка визначила напрям дисертаційного дослідження.

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

Дисертаційна робота виконана на кафедрі електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського в рамках програми Міністерства освіти і науки України за наступними пріоритетними напрямками розвитку науки і техніки:

НДР №2513 «Формування інструментарію для управління попитом та енергозабезпеченням з використанням гібридних систем малої потужності», державна реєстрація № 0122U001827, (2022 – 2024).

**Метою дисертаційної роботи** є розробка та впровадження вдосконалених методів динамічного керування режимами розподільних мереж з локальними джерелами енергії з метою підвищення ефективності їх роботи за рахунок зменшення втрат електричної енергії.

### **Поставлена мета вимагає розв'язання таких задач:**

- з метою мінімізації поточного значення втрат потужності розробити експрес-метод визначення у режимі реального часу доцільності зміни існуючої топології розподільної мережі, зокрема з локальними джерелами енергії;
- на підставі аналізу існуючих методів короткострокового прогнозування електричного навантаження та потужності, яка в умовах експлуатації генерується ВДЕ різних типів, розробити адаптивний алгоритм короткострокового "часового сканування" режиму роботи розподільної мережі з метою оцінки доцільності зміни її топології;

- розробити механізм техніко-економічного обґрунтування доцільності та умов оперативного використання дистанційно керованих комутаційних апаратів у розподільних мережах з метою мінімізації втрат електричної енергії, враховуючи комутаційний ресурс вимикачів.

**Об'єкт дослідження** – процеси динамічного керування режимами розподільних мереж з локальними джерелами енергії та акумулювання енергії.

**Предмет дослідження** – оцінювання та оптимізація режимів роботи розподільних мереж з локальними джерелами енергії.

**Інформаційною основою для дослідження** є наукові праці вітчизняних та зарубіжних учених з вирішення проблем ефективного керування режимами розподільних мереж, статті, монографічні джерела, в яких вивчалася дана проблематика, інтернет-джерела та електронні публікації.

#### **Наукова новизна отриманих результатів:**

1. Розроблено новий метод динамічного керування комутаційними апаратами, який шляхом оперативного аналізу режиму існуючої розподільної мережі, зокрема з розподіленими джерелами енергії, дозволяє визначати її оптимальну поточну топологію, що забезпечує додаткове зменшення втрат електричної енергії.

2. Запропоновано та обґрунтовано використання індикативного показника, на підставі якого прискорюється процедура прийняття рішення відносно доцільності реалізації комутаційних операцій, що сприяє здійсненню керування топологією розподільних мереж у реальному часі.

3. За рахунок одночасного урахування інтенсивності використання комутаційного ресурсу вимикачів та ефекту у вигляді додаткового зменшення втрат електричної енергії модифіковано метод техніко-економічного аналізу, який вперше дозволяє економічно обґрунтувати умови впровадження та використання комутаційних апаратів з дистанційним керуванням та на підставі цього підвищити ефективність керування режимами розподільних мереж в

умовах використання розподілених енергетичних ресурсів.

4. Знайшов подальший розвиток адаптивний метод короткострокового прогнозування ("часового сканування") зміни навантажень та вихідних параметрів локальних джерел енергії, що дозволило мінімізувати похибку шляхом автоматичного застосування на кожному кроці оптимального алгоритму прогнозування і таким чином підвищити обґрунтованість та ефективність рішень відносно динамічного керування топологією розподільної мережі, що забезпечує ефективне зменшення втрат електричної енергії за умов оптимального використання комутаційного ресурсу вимикачів.

#### **Практичне значення одержаних результатів полягає в тому:**

Практичне значення одержаних результатів полягає у підвищенні ефективності режимів роботи розподільних мереж з локальними джерелами енергії шляхом використання вдосконалених методів динамічного керування, що дозволяє ефективно зменшити втрати електричної енергії в нових умовах функціонування систем електропостачання.

Крім того, отримані результати використовуються у навчальному процесі на кафедрі електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського під час викладання дисципліни «Активні системи розподілу електричної енергії» в процесі підготовки магістрів зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

**Особистий внесок здобувача.** Усі результати та висновки, що становлять основний зміст дисертації, отримані автором особисто. У роботах, опублікованих автором у співавторстві, особисто здобувачеві належить: у [152] – розроблена та протестована адаптивна модель прогнозування електричного навантаження з використанням ансамблевих методів прогнозування; у [151] – розроблена та протестована адаптивна модель прогнозування електричного навантаження та вихідної потужності із залученням методів прогнозування з різних класів; у [35] - розроблено модель прогнозування попиту на електричну

енергію з урахуванням фактору випадковості соціального процесу на основі експертних оцінок з використанням байєсівського підходу; у [109] - запропоновано алгоритм економічно оптимальної роботи дистанційно керованих вимикачів з урахуванням їх обмеженого комутаційного ресурсу; у [160] - запропоновано використання індикативного показника для знаходження оптимальної топології розподільної електричної мережі у режимі реального часу; у [186] - проведено аналіз практичного досвіду декомпозиції систем тягових електроприводів та узагальнення методики визначення структури і параметрів при заданих вимогах з боку рухомого електротехнічного комплексу; у [187] - виконана декомпозиція послідовної структури дизель-генераторної електромеханічної системи транспортного засобу.

**Апробація роботи.** Основні положення роботи доповідалися та були обговорені на таких науково-технічних конференціях: 39th International Conference on Electronics; VIII Міжнародна науково-практична конференція "SCIENCE AND EDUCATION: PROBLEMS, PROSPECTS AND INNOVATIONS"; VI Міжнародна науково-практична конференція "EUROPEAN SCIENTIFIC DISCUSSIONS"; VII міжнародної науково-практичної конференції пам'яті І.І. Мартиненка та з нагоди 85-річчя Таврійського державного агротехнологічного університету «Енергозабезпечення технологічних процесів»; III міжнародної науково-практичної конференції «Актуальні питання сучасної науки»; Міжнародній науковій інтернет-конференції «Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні аспекти становлення»; II Всеукраїнській науково-практичній інтернет-конференції студентів, аспірантів та молодих учених «Актуальні проблеми сучасної енергетики».

**Публікації.** Основний зміст дисертації відображений у 14 наукових працях, 6 статей у наукових фахових виданнях за переліком ВАК України, 2

статей у виданнях, які увійшли до міжнародних наукових баз (Scopus), 7 тез доповідей у збірниках матеріалів конференцій.

**Структура та обсяг дисертації.** Дисертація складається зі вступу, 4 розділів, висновків та списку використаних джерел. Загальний обсяг дисертації становить 200 сторінок, у тому числі 151 сторінка основного змісту, 42 рисунки, 21 таблиця, список використаних джерел із 187 найменувань.

## РОЗДІЛ 1

# ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ СИСТЕМИ РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У ПРОЦЕСІ ВПРОВАДЖЕННЯ КОНЦЕПЦІЇ SMART GRID ТА ПЕРСПЕКТИВИ ВПРОВАДЖЕННЯ ДИНАМІЧНОГО КЕРУВАННЯ

### 1.1 Огляд загальних напрямків розвитку методів та засобів керування режимами систем розподілу ОЕС України

Згідно з визначенням у [157] об'єднана енергетична система України (ОЕС України) є сукупністю електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об'єктів електроенергетики, об'єднаних спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної і теплової енергії при централізованому керуванні цим режимом [157].

ОЕС України на сьогодні є одним з найбільших енергооб'єднань Європи. У складі ОЕС України діють 413 ліцензіатів з виробництва електричної енергії (ЕЕ), з яких 7 потужних енергогенеруючих компаній забезпечують близько 90% усього виробництва, 7 регіональних електроенергетичних систем, 40 ліцензіатів на передачу ЕЕ місцевими (локальними) електричними мережами та 147 ліцензіатів на постачання ЕЕ [89].

ОЕС України забезпечує надійне електропостачання внутрішніх споживачів, здійснює взаємодію з енергосистемами сусідніх країн, імпортує та експортує ЕЕ, а також поєднує мережі оператора системи розподілу та генеруючі потужності через системоутворюючі лінії оператора системи передачі напругою 220–750 кВ [161].

Магістральні та міждержавні електричні мережі (ЕМ) ОЕС України нараховують 23,0 тис. км, з них 4,9 тис. км припадає на мережі з напругою 400–800 кВ, 13,4 тис. км – напругою 330 кВ, 4,0 тис. км – напругою 220 кВ і 0,7 тис. км – напругою 35–110 кВ [161].



Диспетчерське (оперативно-технологічне) управління, підтримання балансу в ОЕС України та організацію паралельної роботи з енергетичними системами інших держав виконує державне підприємство - Національна енергетична компанія «Укренерго», що виконує функції оператора системи передачі [157].

Магістральні та міждержавні ЕМ напругою 220-750 кВ забезпечують передачу ЕЕ від блоків електростанцій та подальший її розподіл по регіонах України мережами оператора системи розподілу, а також експорт та імпорт ЕЕ в енергосистеми суміжних країн. Трансформація потужності забезпечується за допомогою автотрансформаторів і трансформаторів напругою 750/500 кВ, 750/330 кВ, 330/220 кВ, 400/330 кВ, 330/110(150) кВ, 220/110(150) кВ, 150/110 кВ. В НЕК «Укренерго» станом на 01.01.2020 знаходиться в експлуатації 21 776,37 км повітряних ліній по трасі та 23 407,99 км – по ланцюгах [161].

Згідно з інформацією, наведеною у [162] станом на початок 2020 року, на балансі НЕК «Укренерго» перебуває 140 підстанцій напругою 110–750 кВ трансформаторною потужністю 81 678,1 МВА. З них підстанції 220 кВ – 33 шт., 330 кВ – 88 шт., 400 кВ – 2 шт., 500 кВ – 2 шт., 750 кВ – 9 шт. та 110 кВ – 6 шт. (пристанційні вузли сонячних електростанцій).

Розподільні мережі (РМ) України нараховують близько 1 млн. км повітряних і кабельних ліній електропередач напругою 0,38–150 кВ і близько 200 тис. трансформаторних підстанцій напругою 6–150 кВ [162]. Основна маса РМ України була побудована у 70-80 роках минулого століття. За цей час експлуатації дана ланка у системі передачі ЕЕ накопичила чимало негативних моментів [180], [178], [169]:

- більшість обладнання ЕМ відпрацювала необхідний термін експлуатації та потребує капітального ремонту або заміни новим обладнанням;
- рівень автоматизації не відповідає сучасним стандартам з надійності передачі ЕЕ. Станом на 01.01.2019 р. в енергосистемах

експлуатується 64% пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики (від загальної кількості), які відпрацювали нормативний строк служби. Залишається на високому рівні відсоток пристроїв, які експлуатуються 30-40 і більше років, що не відповідає сучасним вимогам до їх технічних характеристик та інформативності;

- застарілі ЕМ з недостатнім перерізом проводів та кабелів додають труднощів у підключенні нових споживачів та електрообладнання;
- низький рівень показників надійності ЕМ таких як індекс середньої тривалості відключень (SAIDI) та показника середньої частоти відключень (SAIFI);
- низький рівень автоматизації РМ, що в свою чергу є причиною низької ефективності керування режимами;
- складність інтеграції локальних джерел енергії (ЛДЕ) у РМ через низьку «гнучкість» даної ланки системи відносно керування режимами;
- недостатньо розвинуті автоматизовані системи обліку ЕЕ.

Дані фактори негативно впливають не тільки на системи електропостачання, а й на об'єднану енергосистему та економіку України в цілому.

Найбільший негативний вплив створюють занадто високі втрати ЕЕ у порівнянні з іншими країнами світу. За даними Міненерго технологічні витрати на транспортування ЕЕ (технічні і комерційні складові втрат) в ЕМ України складають 15-20 % загального товарного відпуску. В окремих областях України втрати ЕЕ досягають 30 % [169].

Загальний обсяг розподілу (корисний відпуск/віддача) операторами систем розподілу протягом 2019 року становив 111 333 млн кВт·год. Втрати в системі розподілу ЕЕ по 1 та 2 класах напруги упродовж 2019 року становили 12 887 млн кВт·год, що в середньому складає 10,35 % від загального обсягу розподілу [167].

Зріст величини сумарних втрат також частково викликаний збільшенням обсягів споживання ЕЕ побутовими та промисловими споживачами в деяких

регіонах. Показник втрат ЕЕ у мережах розвинених країнах складає значно менший відсоток, дані наведені в таблиці 1.1.

	2000	2003	2006	2009	2010	2011	2012
ЄС	7,19	6,77	6,42	6,53	6,48	6,24	6,29
США	6,42	5,87	6,54	6,61	6,4	6,22	6,4
Канада	7,81	6,5	6,62	6,18	5,68	7,24	7,06
Китай	6,91	6,59	6,48	6,03	6,1	5,73	5,81
Індія	27,63	27,45	24,3	21,2	20,04	21,14	17,08
Австралія	7,14	6,45	6,75	5,9	6,16	5,27	5,07
Туреччина	19,02	17,11	14,07	14,88	14,31	14,11	14,89
Світ	8,89	8,71	8,68	8,67	8,17	8,1	8,12

Таблиця 1.1 – Ретроспективна динаміка втрат ЕЕ у різних країнах світу по відношенню до загального обсягу виробництва, % [168].

Зниження втрат в ЕМ до економічно обґрунтованого рівня - одне з важливих напрямків енергозбереження. Втрати в ЕМ - це наочний індикатор технічного стану енергосистеми та системи обліку ЕЕ, ефективності енергозбутової діяльності енергопостачальних організацій, а також один з головних показників економічності їх роботи [158].

На думку міжнародних експертів, відносні втрати на рівні 4-5% при її передачі і розподілі в ЕМ більшості країн можна вважати задовільними. Втрати ЕЕ на рівні 10% є максимально допустимими з точки зору фізичного процесу передачі ЕМ [185].

Втрати включають у себе чотири складові [185]:

1. Технічні втрати ЕЕ, зумовлені фізичними процесами, що відбуваються при передачі ЕМ і виражаються у перетворенні частини ЕЕ в тепло в елементах мереж.
2. Витрата ЕЕ на власні потреби, необхідні для роботи технологічного обладнання підстанцій та життєдіяльності обслуговуючого персоналу.
3. Інструментальні втрати, визначаються метрологічними характеристиками і режимами роботи використовуваних приладів.

4. Комерційні втрати, обумовлені невідповідністю показань лічильників та оплати за ЕЕ споживачами та іншими причинами в сфері організації та контролю споживання ЕЕ (тобто, в першу чергу, крадіжкою).

До ряду об'єктивних причин, через які технологічні втрати ЕЕ в ОЕС України залишаються на достатньо високому рівні, потрібно віднести [178], [185]:

- передачу ЕЕ на великі відстані, що стосується особливо РМ;
- незадовільний технічний стан ЕМ через знаходження в експлуатації відпрацьованого устаткування;
- недостатній рівень впровадження ефективних технічних заходів по оптимізації режимів роботи ЕМ.

На ефективність процесів передачі та розподілу ЕЕ впливає велика кількість чинників: місця установки, потужності і ступеня завантаження устаткування, схеми і параметри мереж, якість та рівень автоматизації процесів регулювання напруги і компенсації реактивної потужності. Якщо при проектуванні нових мереж ще є можливість усунути більшість негативних факторів, то для вирішення цих питань у вже існуючих ЕМ головне навантаження лягає на їх оперативно-технічне керування. Це досить складні багаторівневі системи, які розвиваються з великим числом внутрішніх і зовнішніх зав'язків, високою швидкістю і безперервністю зміни параметрів технологічного процесу виробництва, передачі і розподілу ЕЕ. Стійке функціонування таких систем, витрати на експлуатацію та збитки у споживачів багато в чому визначаються рівнем автоматизації керування параметрами технологічного процесу [175], [178].

Визначальний вплив на ефективність роботи систем електропостачання (СЕП) мають режими роботи саме елементів нижнього рівня - РМ середньої та низької напруги, які мають найбільшу протяжність і до яких безпосередньо підключена основна маса споживачів. Тому найважливішим напрямком підвищення ефективності використання ЕЕ в СЕП міст та агропромислового

комплексу є автоматизація управління режимами РМ середньої і особливо низької напруги [177].

Повноцінне оперативне керування РМ міст у даний час істотно ускладнено у зв'язку з їх великою довжиною і наявністю значної кількості ліній та вузлів. З цієї причини вирішується тільки та частина завдань керування режимами РМ, яка базується на циклах з відносно великим періодом обігу інформації (перспективного, річного та середньострокового планування). Та їх частина, яка стосується циклів з малим періодом обігу інформації (оперативного і технологічного керування), вирішується лише на інтуїтивно-емпіричній основі на рівні дискретного ручного або автоматичного керування окремими видами обладнання. Це є причиною значного зниження ефективності роботи мереж і підключених до них електроспоживачів. При цьому низький рівень автоматизації, неповнота і невисокий рівень достовірності первинної інформації в значній мірі знижують якість керування мережами і ефективність процесів розподілу ЕЕ [177], [175].

Системи керування нижнього рівня являють собою самостійний шар, завдання якого полягає в стабілізації технологічних параметрів процесу поблизу їх заданого значення. Істотний недолік таких систем, з огляду на жорстку структуру і фіксоване значення параметрів налаштування автоматичних регуляторів, полягає в тому, що протягом тривалого часу вони працюють без урахування мінливості динамічних і статичних характеристик технологічного обладнання об'єкта керування [177].

Разом з тим у роботі [154] встановлено, що характеристики СЕП можуть коливатися в залежності від змін добового, тижневого або сезонного графіків навантажень, а також під дією великої кількості експлуатаційних факторів. Тому можна зробити висновок, що налаштування системи регуляторів не можуть підтримувати на належному рівні якість регулювання. Розглянемо традиційні засоби регулювання основних параметрів режимів ЕМ (рис. 1.1).



Рис. 1.1 – Класифікація традиційних заходів з керування параметрами режиму ЕМ.

Контроль та регулювання рівня напруги в мережі – одна з першочергових задач в енергосистемі. Регулювання напруги в мережах середньої (СН) та низької напруг (НН) - зустрічне регулювання - здійснюють відповідні служби оператора системи розподілу, в той час як регулювання напруги в мережах високих напруг (ВН) – диспетчерські служби, оператора системи передачі, у які входить дана підстанція. Через нерівномірність навантаження ЕМ в різні часові проміжки, напруга на шинах СН та НН може суттєво відхилятися від нормованого значення [154].

Згідно правил улаштування електроустановок [166] при нормальному режимі роботи енергосистеми на шинах вторинної напруги підстанцій 35 кВ і вище має бути забезпечено зустрічне регулювання напруги в межах від 1 до 1,05 номінальної напруги мережі.

Зміна коефіцієнта трансформації шляхом зменшення або збільшення кількості витків у первинній обмотці трансформатора на даний момент є найбільш використовуваним засобом регулювання рівня напруги мережі. Для цього застосовують пристрої перемикачів без збудження (ПБЗ) та регулювання напруги під навантаженням (РПН), які встановлюються на первинній обмотці (на боці ВН) понижуючого трансформатора [174].

Регулювання напруги з використанням ПБЗ здійснюється за відсутності напруги на усіх обмотках трансформатора. Проводити зустрічне регулювання такими пристроями без вимкнення споживачів неможливо, тож упродовж доби на трансформаторі зберігається незмінним коефіцієнт трансформації. В основному перемикачів відгалужень трансформаторів з ПБЗ проводяться при

сезонних змінах навантаження або коли короткочасне відключення живлення є допустимою умовою технологічного процесу [154].

Зміна коефіцієнта трансформації у трансформаторів з РПН виконується без зняття напруги, що відповідає вимогам зустрічного регулювання. Також є можливість, як ручного, так і дистанційного керування, тобто перемикання відгалужень [154].

Крім зміни коефіцієнта трансформації, для підтримання необхідного рівня напруги використовують пристрої регулювання реактивної потужності. У більшості випадків реактивні складові потужностей навантажень споживачів мають індуктивний характер, тобто мають від'ємний знак. Згідно виразу 1.1 – якщо зменшити потік індуктивної потужності, що протікає певною ділянкою мережі, то величина падіння напруги даної ділянки також зменшиться [154].

$$\Delta U'_i = \frac{P_i r_i - Q_i x_i}{U_i} \quad (1.1)$$

де:

$P_i, Q_i$  – відповідно потоки активної та реактивної потужностей на початку, посередині або у кінці  $i$ -ї ділянки ЕМ;

$U_i$  – напруга на початку, посередині або у кінці  $i$ -ї ділянки ЕМ;

$r_i, x_i$  – активний та реактивний опори  $i$ -ї ділянки ЕМ;

$\Delta U'_i$  – повздовжня складова падіння напруги  $i$ -ї ділянки ЕМ [154].

Для зниження реактивної потужності у пунктах ЕМ застосовують синхронні компенсатори (СК) чи, що значно більш поширено в системах електропостачання, батареї статичних конденсаторів (БСК) [13].

Усі СК мають автоматичні регулятори струму збудження, які дозволяють плавно регулювати потужність генерації або споживання реактивної потужності й, відповідно, змінювати значення  $\Delta U'_i$  до місця приєднання СК [154].

Робота БСК за своєю дією ідентична до роботи СК у режимі перезбудження. Установки конденсаторів видають у мережу ємнісну складову реактивної потужності, яка є основним параметром БСК. Її регулювання здійснюється зміною числа увімкнених конденсаторних блоків [154].

Важливою умовою підвищення ефективності використання БСК є наявність системи автоматичного керування з метою створення умов для плавного регулювання напруги та уникнення зворотної лавини напруги при мінімальних навантаженнях [154].

Принцип побудови РМ напругою 0,38 – 20 кВ обирається шляхом забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання та якості ЕЕ щодо основної маси електроприймачів. Більшість споживачів відносяться до II категорії електропостачання і лише невелика частина до I категорії. Оскільки загальне навантаження розподільного пристрою (РП) складає приблизно 10 МВт і більше, згідно Правил улаштування електроустановок шини РП відносять до I категорії, а живлячі мережі напругою 6-20 кВ повинні забезпечувати їх безперервне електропостачання. Тому РП 6-20 кВ виконують секціонованими і з пристроями автоматичне включення резерву на секційних вимикачах [165].

Схеми побудови ЕМ напругою 6-20 кВ достатньо різноманітні та визначаються з урахуванням особливості живлення місцевих споживачів. Наприклад, для живлення шин РП можуть бути використані декілька паралельно працюючих ліній з використанням направленої максимального захисту для відключення пошкоджених ліній та збережені живлення шин РП в аварійному режимі. Така схема дає змогу мінімізувати втрати активної потужності та забезпечує безперебійне живлення споживачів. Але паралельно робота ліній призводить до суттєвого збільшення струмів короткого замикання, що може вимагати додаткових капіталовкладень на встановлення дугогасних реакторів на підстанціях чи РП. Тому в сучасних електричних системах напругою 6-20 кВ виконують з роздільною роботою лінії у нормальному режимі та пристроєм автоматичного включення резерву на



секційному вимикачі. Приєднання роздільно працюючих ліній передбачається для різних секцій одного чи декількох центрів живлення. За такою схемою роботи втрати активної потужності будуть більші ніж при паралельній роботі, але струми короткого замикання будуть меншими, що спрощує релейний захист [165].

В окремих випадках, якщо того вимагають конкретні умови, застосовуються комбіновані схеми РМ, що об'єднують використання паралельної та роботи роздільної ліній. Одна секція РП отримує живлення двома паралельними лініями, які взаємно резервуються, та у випадку пошкодження вимикаються максимальним направленим захистом. Друга секція РП живиться по одній лінії, при пошкодженні якої спрацьовує автоматичне включення резерву односторонньої дії на секційному вимикачі. Також можуть застосовуватися схеми мереж напругою 6-20 кВ з резервними лініями між окремими РП [165].

Усі перераховані вище методи регулювання напруги, реактивної потужності, вибір схем ЕМ так чи інакше також впливають на показники втрат ЕЕ. Добре спроектована ЕМ, з вдалою схемою, та своєчасним й адекватним регулюванням напруги та реактивної потужності дозволяє одночасно досягнути й оптимального рівня втрат активної потужності.

Заходів по здійсненню зниження втрат активної потужності, які мають різні рівні впливу, є доволі велика кількість. До пріоритетних заходів щодо зниження технічних втрат ЕЕ в РМ напругою 0,38-35 кВ відносяться [185]:

- у проєктах будівництва нових РМ розширити використання номінальної напруги 20 кВ;
- скорочення радіусу дії і будівництво повітряних ліній напругою 0,38 кВ в трифазному виконанні по всій довжині;
- застосування ізольованих проводів для повітряних ліній напругою 0,38-10 кВ;

- використання перетину дроту в ЕМ 0,38-10 кВ з урахуванням адаптації їх пропускної здатності до зростання навантажень протягом усього терміну служби;

- розробка і впровадження нового більш економічного електрообладнання, зокрема, розподільних трансформаторів зі зменшеними активними і реактивними втратами холостого ходу, вбудованих у комплектні трансформаторні підстанції (ТП) та закриті ТП конденсаторних батарей;

- застосування трансформаторів 6-10/0,4 кВ малої потужності для скорочення протяжності мереж 0,38 кВ;

- більш широке використання пристроїв автоматичного регулювання напруги під навантаженням, вольтододаткових трансформаторів для підвищення якості ЕЕ;

- комплексна автоматизація і телемеханізація ЕМ, застосування комутаційних апаратів (КА) нового покоління, засобів дистанційного визначення місць пошкодження в ЕМ для скорочення тривалості неоптимальних ремонтних і післяаварійних режимів, пошуку і ліквідації аварій;

- підвищення достовірності вимірювань в ЕМ на основі використання нових інформаційних технологій, автоматизації обробки телеметричної інформації [185].

У той же час одним із найбільш ефективним заходів зі зниження втрат потужності й ЕЕ є визначення оптимальної топології РМ, що побудовані за петлевою схемою [148], [151].

Ефективна реалізація задачі реконфігурації одночасно призводить також до підвищення надійності електропостачання, що у випадку аварійного відключення пошкодженого елемента забезпечує роботу РМ як розімкнутої. В якості додаткових факторів, що стимулюють проведення реконфігурації, можуть також служити зменшення втрат напруги, вартості обслуговування та підвищення пропускної здатності [151], [175].

Специфіка даної задачі полягає у тому, що оптимальне місце розмикання мережі знаходиться шляхом порівняння різних варіантів конфігурації мережі та визначення найкращого, з точки зору мінімізації втрат активної енергії. Складність полягає у тому, що даний захід при існуючому рівні автоматизації мережі можна виконати тільки в ручному режимі.

Згідно традиційної постановки задачі, раціональні місця розмикання ЕМ, побудованих за петлевою схемою, встановлювали двічі на рік, для осінньо-зимового та весняно-літнього максимумів навантажень, що вже є недостатнім у сучасних умовах, виходячи з наведених вище міркувань [151].

При проведенні реконфігурації у традиційному розумінні вимикачі навантаження ТП перемикаються у ручному режимі, що не дає змогу робити це часто на постійній основі. Виходячи з цього, топологія РМ залишається незмінною протягом певного відрізка часу. Тому для реалізації задачі зниження втрат потужності комутації не можуть виконуватися окремо, наприклад, для режимів максимального та мінімального навантаження [99].

Принциповою особливістю сучасних умов функціонування систем розподілу ЕЕ є поява в їх структурі ЛДЕ, інтеграція в мережу яких призводить до зниження викидів  $\text{CO}_2$  та мінімізації негативного впливу на навколишнє середовище. Але разом з тим упровадження ЛДЕ з використанням ВДЕ, вихідна потужність яких залежить від погодних умов і тому є нестабільною, створює нетипові умови для роботи мереж, які проектувалися для централізованого електропостачання.

Поява ЛДЕ суттєво змінює методологію вирішення традиційних задач, пов'язаних з керуванням та плануванням роботи РМ. Зокрема, задача вибору оптимальних місць розмикання РМ, яка традиційно сприймалась як задача середньострокового планування, в зазначених умовах уже може розглядатися в якості задачі оперативного керування. Це означає, що місця нормального розмикання РМ не залишаються незмінними протягом сезону року і навіть доби, а можуть змінюватися в залежності від фактичного режиму розподільної лінії [152], [175].

Таким чином, в умовах інтеграції в мережі засобів розподіленої генерації (РГ), в тому числі об'єктів ВДЕ, неможливо ефективно керувати режимами за допомогою використання існуючої ієрархічної системи диспетчерського керування, оснащеної обмеженими засобами автоматизованого управління. Обсяг інформації, що підлягає аналізу, стає для диспетчерів різних рівнів надмірним, що не дозволяє їм оперативно приймати коректні рішення для керування режимами мережі в реальному часі [152], [175].

З іншого боку, зміни в умовах передачі, розподілу та споживання ЕЕ змушують розробляти нові концептуальні підходи до вирішення питань розвитку електроенергетичних систем (ЕЕС). Головні зміни припадають на принципи керування їх режимами роботи. З боку генерації стрімко розвиваються використання ЛДЕ. Завдяки сучасним технологіям виробництва ЕЕ деякі пристрої можуть гнучко адаптуватися до невизначеності попиту на ЕЕ та підключатися до вузлів РМ [22], [146], [171].

Також для майбутніх ЕЕС слід відзначити такий фактор, як поява активних споживачів, які самостійно керують власним електроспоживанням, що змінюється в залежності від цінових сигналів на роздрібному ринку ЕЕ шляхом перенесення споживання деякими електроприймачами з періодів з високою ціною на періоди з низькою ціною. Таке незалежне від запланованого диспетчерського графіка керування навантаженням активними споживачами, внаслідок невизначеності рівнів електроспоживання з їх боку, створює проблеми для управління режимами СЕП [173].

Істотна зміна властивостей майбутніх ЕЕС відбудеться також у результаті масового поширення систем накопичення ЕЕ, технології яких уже зараз мають промислове застосування. Характерно те, що системні накопичувачі ЕЕ мають високоефективні швидкодіючі системи управління на базі силової електроніки, що можуть внести свій вклад у забезпечення керованості ЕЕС [173], [175].

Велика частка накопичувачів ЕЕ очікується на базі електромобілів, які при масовому їх використанні істотно змінять режими роботи майбутніх систем розподілу ЕЕ [173], [175].

З урахуванням зазначених тенденцій усе більшого поширення електроприймачів і накопичення ЕЕ, що живляться на постійному струмі через перетворювальні елементи, можна очікувати перехід до формування живлячих РМ на постійному струмі при розміщенні загальних перетворювальних установок зі змінного струму на постійний на живильних підстанціях [173], [175].

Дані особливості роботи накопичувачів, споживачів та ЛДЕ будуть значно впливати на ЕЕС в цілому. Для забезпечення нормованих показників надійності необхідно, крім безпосередньої інтеграції ЛДЕ, вирішувати й інші важливі технічні питання: узгодження і підтримання селективності функціонування пристроїв релейного захисту, забезпечення якості ЕЕ та контролю пропускної спроможності ліній електропередач з точки зору неприпустимості перевантажень, балансування енергосистеми (енергорайону) при роботі в острівному режимі, відновлення нормального функціонування системи після ліквідації аварійних збурень, синхронізації енергорайона з енергосистемою, мінімізації втрат ЕЕ та ін. [175]. Так як більшість зазначених функцій повинна виконуватися в автоматичному режимі, то система керування повинна бути адаптивною та орієнтованою на нову структуру мережі, враховувати технічні характеристики і обмеження джерел розподіленої генерації (ДРГ), накопичувачів ЕЕ, керованого навантаження та ін. [149].

У випадку появи наведених умов процес керування режимами роботи мережі повинен виконуватись у режимі реального часу, опираючись на актуальну інформацію про системні параметри мережі. Даний спосіб керування вимагає створення оперативної системи обміну інформацією.

Вибір оптимальної конфігурації у мережах, які працюють з розімкненою топологією, – це першочергове завдання, так як воно дозволяє знизити втрати

активної потужності здебільшого у порівнянні з іншими заходами. Поява ЛДЕ у мережі вимагає удосконалення методів визначення оптимальної топології мережі й дана задача актуальна, як для інтелектуальних мереж, так і для мереж традиційного виконання.

Завдання керування режимами міських ЕМ традиційного виконання так чи інакше зводяться до розрахунку режимних параметрів, оперативне вимірювання яких, враховуючи розмірність системи, технічно неможливо, і потім - до формування на їх основі керуючих впливів [175]. Інтелектуальна мережа є повністю спостережувана і завдання диспетчерського персоналу зводяться до підтримання оптимального поточного стану режимів роботи мережі, що складаються при постійній зміні навантажень споживачів і вихідної потужності ЛДЕ [99], [175].

## **1.2 Огляд досвіду вирішення задачі динамічного керування топологією розподільної мережі для мінімізації втрат активної потужності**

У процесі вирішення задачі визначення оптимальної топології РМ вона може розглядатися, як однокритеріальна, так і як багатокритеріальна. Традиційно у якості критеріїв використовують загальні втрати потужності, різні індекси надійності електропостачання, відхилення напруги, співвідношення вигода/витрати та інші. Задля вирішення поставленої задачі з одним чи багатьма критеріями застосовують широкий спектр методів оптимізації, огляд яких наведений нижче.

Варто зазначити, що реалізація методів оптимізації вимагає введення ряду обмежень, без яких отримання адекватного результату неможливе. Зазвичай під час вибору оптимальної топології вводять наступні обмеження: 1) усі фідерні секції знаходяться під напругою; 2) має підтримуватися радіальна структура мережі; 3) фідери і трансформатори не перевантажені; 4) обмеження відносно максимального значення падіння напруги [111].

Перші спроби вирішення завдання визначення оптимальних місць розмикання РМ спиралися виключно на класичні методи оптимізації [100].

Проте останнім часом оптимізаційні методи, які використовуються для вирішення зазначеної задачі, прийнято розділяти на методи штучного інтелекту та евристичні. Евристичні методи в свою чергу поділяються на мета-евристичні та методи проб і помилок (рис. 1.2).

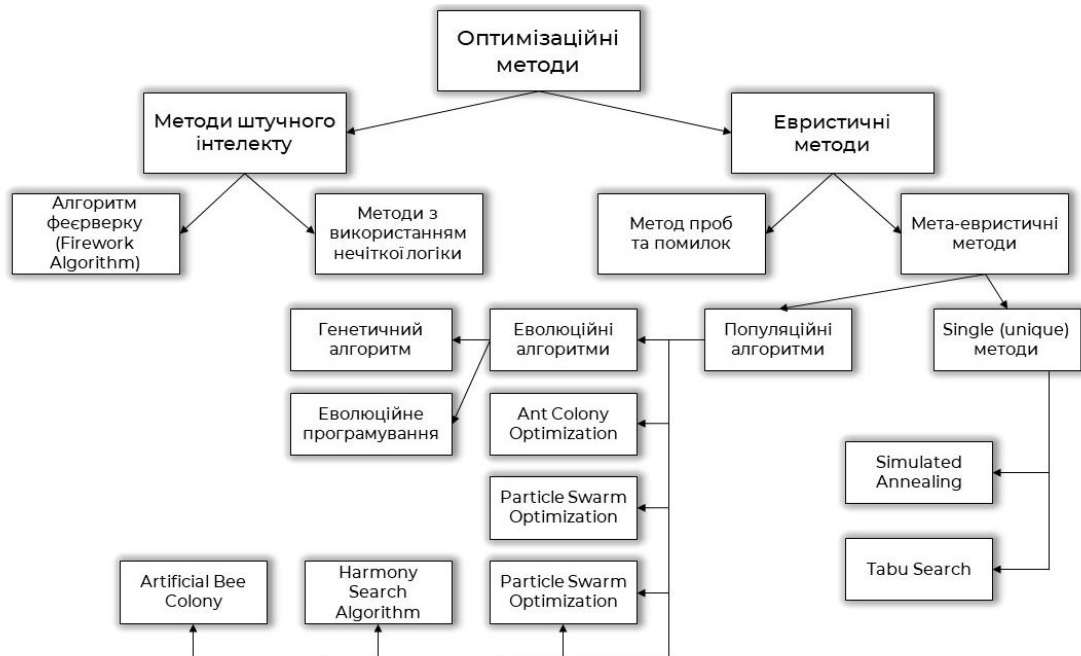


Рис. 1.2 – Схема класифікації методів оптимізації для визначення оптимальної топології РМ у процесі динамічного керування [103].

Упродовж останніх двох десятиліть для визначення оптимальної топології мережі використовувалися різні оптимізаційні техніки, але немає однозначної відповіді, який метод найкращий для вирішення цієї задачі [18]. Найважливішим моментом є використання наявного досвіду із застосування тих чи інших методів для вирішення досліджуваної задачі та безпосередня реалізація та моделювання. Також задача може вирішуватись як для «класичних» РМ з одностороннім живленням, так і для мереж з ЛДЕ.

Евристичні методи — клас методів, який використовується для пошуку наближення до оптимального рішення задачі. Це рішення може бути максимальним або мінімальним значенням певної цільової функції. Для ефективного використання класу методів потрібно сформулювати правильну цільову функцію. Метод проб і помилок є прикладом евристичного методу [42], [98] та представляє найпростіший метод вирішення проблем оптимізації, який

характеризується розрахунками, повторюваними різноманітними намаганнями, які тривають, доки особа, що приймає рішення (ОПР), не припинить спроби або поки результат оптимізації не буде задовільним.

Для визначення оптимальної конфігурації РМ використовуються різні методи проб і помилок. У [85] представлено метод систематичної зміни топології фідерів, що дає змогу знайти оптимальну схему для досягнення максимального зменшення втрат потужності у РМ. У процесі оптимізації змінюється структура розподільних фідерів шляхом зміни стану КА. У цій статті використовується дерево рішень для знаходження можливих варіантів перемикавання КА для забезпечення результату. Формула зміни втрат була отримана та використана для визначення варіанту перемикавання КА, який забезпечує максимальне зниження втрат потужності у мережі. Запропонований метод дає можливість визначити найбільш ефективні варіанти перемикавання КА для формування оптимальної конфігурації мережі, що забезпечує мінімальні втрати потужності з мінімальними обчислювальними зусиллями.

Мета-евристичний метод представляє собою ітеративний процес, який допомагає під час пошуку ефективно знаходити рішення, близькі до оптимальних за допомогою стратегій навчання та розумного поєднання різних оптимізаційних методів, які дозволяють ефективно використовувати простір пошуку. Ця група методів використовується для пошуку точних або майже точних оптимальних рішень, їх можна розділити на дві різні категорії: єдине (*англ. unique*) рішення та рішення для популяції (*англ. population*) [82].

До категорії методів єдиного рішення можна віднести методи імітації відпалу (*англ. simulated annealing*) та пошуку табу (*англ. Tabu Search*). Імітація відпалу - це метод випадкового пошуку, який вирішує проблеми комбінаторної оптимізації. Він має здатність обходити локальні мінімуми шляхом включення функції ймовірності під час прийняття або відхилення нових рішень. Це ітераційний алгоритм із початковим випадковим розв'язанням задачі, який потім поступово змінює один елемент розв'язку, щоб знайти краще рішення [83].



У роботі [48] запропонований алгоритм пошуку оптимальної топології РМ, який враховує характеристики ЛДЕ в мережі нафтового підприємства. Застосовується комбінація методу імітації відпалу та імунного алгоритму (*англ. Immune Algorithm*), що дозволяє прискорити швидкість пошуку глобальної оптимізації та забезпечує кращу продуктивність. Практична реалізація запропонованого підходу була виконана на типовій схемі IEEE з 33 вузлами, де було показано, що величину втрат потужності вдається додатково знизити майже вдвічі.

Пошук табу - це мета-евристичний алгоритм, принцип роботи якого базується на структурі пам'яті. Інформаційні дані (такі, як поточне значення цільової функції) і попередні рішення зберігаються та відстежуються, щоб уникнути локальних оптимальних рішень. Заборона останніх кроків під час пошуку підвищує ефективність процесу дослідження. Збережені дані використовуються для пошуку наступних рішень у певному діапазоні, який обмежений попередніми кроками. Як правило, процес пошуку зупиняється після максимальної кількості ітерацій без будь-яких покращень відносно найкращого рішення [44].

У роботі [100] використовується алгоритм пошуку табу для реконфігурації мережі з ЛДЕ з метою зменшення втрат ЕЕ в системі розподілу. Результати показали, що втрати потужності зменшуються, коли вирішення оптимізаційної задачі та визначення величини генерації ЛДЕ відбуваються паралельно. Крім того, результати визначають оптимальний стан КА, який призведе до найменших втрат потужності, але при цьому задовольняються режимні обмеження. Результати довели ефективність алгоритму пошуку табу у визначенні оптимального рішення з меншою кількістю ітерацій.

Генетичний алгоритм (*англ. Genetic Algorithm*) — це методологія оптимізації, заснована на моделі еволюції та адаптації в природі. Він здатний знаходити глобальне оптимальне рішення для великомасштабних задач комбінаторної оптимізації. Можливості методу імітації відпалу, генетичного

алгоритму та теорії графів були представлені в [53] для багатоцільової реконфігурації мережі з метою балансування навантаження, зменшення втрат потужності та покращення профілю напруги у розподільних лініях. Для того, щоб знайти найкращу конфігурацію мережі з використанням імітації відпалу та генетичного алгоритму, була використана теорія графів для перевірки збереження радіальності мережі, що в свою чергу впливає на ефективність результату та швидкість обчислень.

У [41] пропонується вирішення проблеми пошуку оптимальної топології мережі з метою мінімізації втрат потужності з використанням спеціалізованого еволюційного алгоритму з новою кодифікацією та абсолютно новим способом реалізації генетичних операторів з урахуванням характеристик проблеми. Алгоритм представлений і протестований у реальній розподільній системі, показуючи хороші результати та обчислювальну ефективність.

У статті [54] використовується поєднання нечіткого багатоцільового підходу та методу оптимізації колонії мурах (*англ. Ant Colony Optimization*) як мета-евристичного алгоритму для вирішення задачі одночасної реконфігурації та оптимального розподілу (потужності та розташування) фотоелектричних панелей та статичного компенсатора. Метою цього дослідження є зменшення втрат енергії, покращення профілю напруги та балансування навантаження фідера. Запропонований метод перевірено на типовій схемі IEEE з 33 шинами та на РМ Тайваню. Результати показали, що одночасна реконфігурація та оптимальне розміщення групи фотоелектричних панелей і статичного компенсатора призводить до значного зменшення втрат ЕЕ, покращення профілю напруги.

Також у [87] автори запропонували підхід для зменшення рівня спадання напруги у мережах ЛДЕ за рахунок вибору оптимальної топології мережі. Для мінімізації цього індексу використовувався алгоритм бінарної оптимізації рою часток (*англ. Binary Particle Swarm Optimization*). Результати моделювання показали, що одночасне використання реконфігурації та

визначення місця підключення ЛДЕ може зменшити рівень спадання напруги на 75%.

Автори в [84] пропонують новий метод визначення розташування ЛДЕ та оптимальної топології мережі за допомогою алгоритму пошуку гармонії (англ. *Harmony Search Algorithm*). Основна концепція цього методу полягає у формуванні конфігурації системи розподілу (виборі місць розташування нормально розімкнених КА), знаходженні потужності та місць розташування ЛДЕ, а також оцінці втрат потужності та напруги. Потім положення вибраних нормально розімкнених КА змінюється разом із потужністю і розташуванням ЛДЕ. Цей процес триває, доки не буде реалізована попередньо визначена максимальна кількість ітерацій. Результатом є покращення профілю напруги та зменшення втрат потужності.

У [115] представлено використання методу штучної колонії бджіл (англ. *Artificial Bee Colony*) для задачі вибору оптимальної топології мережі. У якості цільових функцій розглядали профіль напруги, втрати потужності та баланс навантаження фідерів. Результати показали, що втрата потужності була зменшена на 74,88% завдяки використанню вищезазначеного методу, що доводить ефективність алгоритму штучної колонії бджіл.

У статті [116] представлено методологію визначення оптимальної конфігурації РМ, засновану на нечіткому багатоцільовому підході для досягнення мінімальних втрат активної потужності та максимальної величини напруги у радіальних РМ із ЛДЕ. Цільові функції передбачають балансування навантаження між фідерами, мінімізацію втрат потужності, відхилення напруги у вузлах і включають обмеження щодо струму гілок та збереження радіальної структури мережі, в якій усі навантаження повинні бути під напругою. Результати моделювання показують, що за допомогою цього методу досягається зниження втрат активної потужності на 37,92%.

У роботі [64] розглянуто застосування алгоритму феєрверку (англ. *Fireworks Algorithm*) для одночасної зміни конфігурації та розподілу блоків ЛДЕ у РМ. Під час оптимального розміщення ЛДЕ та реконфігурації мережі

розглядається шість різних сценаріїв для оцінки ефективності запропонованої методики. Розрахунки проводяться на типових схемах IEEE з 33 та 69 шинами при трьох різних рівнях навантаження. Результати моделювання демонструють високу продуктивність і ефективність запропонованого методу.

З іншого боку, зазначені методи також використовують для вирішення задачі вибору оптимальної топології мережі з ЛДЕ у режимі реального часу. Так, наприклад, у роботі в [34] запропоновано новий метод реконфігурації РМ з фотоелектричними системами (ФЕС), малими гідроелектростанціями та генераторами вітряних турбін в режимі реального часу. Для оцінки ефективності було запропоновано різні сценарії реконфігурації. Результати показали важливість інтеграції ЛДЕ в мережу для зменшення втрат і підвищення надійності за рахунок автоматичного налаштування системи. Крім того, автоматична реконфігурація в режимі реального часу сприяє більш ефективному використанню ресурсів ЛДЕ, що впливає на покращення стану мережі. Метод перевірено на реальній мережі.

У роботі [28] показано методологію виконання реконфігурації РМ у режимі реального часу з урахуванням РГ в нормальних умовах експлуатації. У процедурі реконфігурації враховується наявність вітрової, сонячної генерації та малих гідроелектростанцій. Методологія реконфігурації в режимі реального часу базується на переборі варіантів можливої топології та передбачає, що розглядаються лише КА з дистанційним керуванням. Для визначення найкращої послідовності перемикачів використовується багатокритеріальний аналіз на підставі методу аналітичного ієрархічного процесу. Розроблені алгоритми інтегровані в систему диспетчеризації, що дозволяє в режимі реального часу «спілкуватися» з мережевим обладнанням. Методологію перевірено в реальній мережі енергокомпанії в Бразилії з різними типовими щоденними кривими попиту та сценаріями розташування ЛДЕ. Узагальнений аналіз приведено у таблиці

Таблиця 1.2 – Аналіз методів пошуку оптимальної топології мережі для мінімізації втрат енергії.

Посилання	Назва методу	Переваги	Недоліки	Тип тестової РМ
[85]	Trial and error	Простий у використанні.	1. Не може бути використаний для складних РМ з великою кількістю вузлів. 2. Використання методу вимагає багато часу та ресурсів для пошуку оптимального рішення.	Типова схема IEEE з 33 вузлами
[83]	Simulated annealing	1. Потребує менше часу на обчислення. 2. Сумісний для великих і складних задач оптимізації.	Для досягнення рішення часто потрібен особливий підхід.	Типова схема IEEE з 32 вузлами/система розподілу Корейської електроенергетичної корпорації р 148 вузлами.
[48]	Immune Algorithm	Сумісний для великих і складних задач оптимізації.	Сплеск чисельності популяції в процесі навчання.	Типова схема IEEE з 33 вузлами
[44], [100]	Tabu Search	Сумісний для великих і складних задач оптимізації.	Отримане рішення буде близьким до оптимального.	Типова схема IEEE з 69 вузлами
[53]	Генетичний алгоритм	Швидше, ніж інші алгоритми.	Рішення алгоритму базується на випадковій генерації змінних.	Типова схема IEEE з 33 вузлами
[41]	Efficient evolutionary algorithm	Порівняно невелика кількість параметрів моделі.	Вимагає значного часового та обчислювального ресурсу.	Реальна схема РМ з 136 вузлами

[54]	Ant Colony Optimization	Сумісний для великих і складних задач оптимізації.	Складний процес вибору та налаштуванню параметрів.	Типова схема IEEE з 33 вузлами
[87]	Binary particle swarm optimization	1.Вимагає менше часу на обчислення. 2.Також не потрібна функція «штрафу» в разі порушення обмежень.	Складний процес вибору та налаштуванню параметрів.	Типова схема IEEE з 32 вузлами
[84]	Harmony Search Algorithm	Процес оптимізації без похідних. Застосовується для великих систем.	Вимагає проведення масштабного пошуку отримання глобального оптимального рішення.	Типова схема IEEE з 33 вузлами
[115]	Artificial Bee Colony	Менше параметрів для налаштування.	Оптимальне рішення залежить від ефективного налаштування параметрів.	Типові схеми IEEE з 14 та 33 вузлами
[64]	Fireworks Algorithm	Сумісний для великих і складних задач оптимізації.	Необхідне налаштування параметрів. Отримане рішення є близьким до оптимального.	Типові схеми IEEE з 69 та 33 вузлами
[34]	Евристичний метод	Вимагає менше часу на обчислення та пам'яті.	Немає гарантії оптимального рішення.	Типова схема IEEE з 69 вузлами
[28]	Евристичний метод	Автоматична зміна топології	Немає гарантії оптимального рішення.	Типова схема IEEE з 69 вузлами

		мережі на основі аналізу швидкості навантаження .		
--	--	--	--	--

З даного огляду літератури можна зробити наступні висновки. Результати майже всіх оптимізаційних методів можна вважати задовільними, як за умов однокритеріального, так і багатокритеріального формулювання проблеми. На результат можуть вплинути як обсяг та періодичність отримання вхідних даних так і особливості побудови ЕМ. Задача успішно вирішувалася та тестувалася на реальних РМ, як без, так і з ЛДЕ, включаючи вирішення зазначених задач у режимі реального часу.

З іншого боку існує декілька моментів, які не дозволяють вважати запропоновані формулювання та методи вирішення задачі визначення оптимальної топології РМ та використовувати їх на практиці для будь-яких СЕП, тим більше, у режимі реального часу. По-перше, сьогодні відсутня можливість керування усіма КА у реальному часі. По-друге, поставлена задача вимагає розрахунку режимних параметрів на кожному кроці процесу оптимізації, що є доволі трудомістким та тривалим процесом. По-третє, особливістю роботи ЛДЕ на базі ВДЕ є мінливий характер генерації, що потребує розробки відповідних процедур урахування зазначеного фактору при прийнятті рішень. Зрештою, необхідно врахувати обмеженість комутаційного ресурсу КА, які на сьогодні здебільше використовуються в розподільних системах.

### **1.3 Особливості вирішення завдань керування режимами систем електропостачання в умовах України у процесі переходу до концепції Smart Grid**

У галузі електроенергетики України відбуваються значні і швидкі зміни, деякі з них становлять певні загрози для надійності і безпеки роботи енергетичної системи [164].

Галузь електроенергетики України функціонує в рамках ринкової моделі, де електростанції (генеруючі одиниці) диспетчеризуються відповідно до ринкових вимог, а центр управління ЕМ виконує загальну контрольну роль - балансування активної потужності та надання допоміжних послуг з підтримання параметрів надійності та якості ЕЕ [164].

Завданням щодо впровадження концепції Smart Grid в енергетичному секторі нашої країни є сприяння розвитку національної електроенергетики, підвищення ефективності мереж передачі і розподілу ЕЕ, сприяння покращенню можливостей щодо інтеграції ВДЕ та ЛДЕ [164].

Упровадження “розумних мереж” сприятиме створенню ЕМ як інтелектуальної системи передачі, розподілу і постачання ЕЕ від виробників ЕЕ до споживачів, інтегрованої з комунікаціями та інформаційними технологіями, та такої, що забезпечує поліпшене функціонування енергосистеми з якісним обслуговуванням її користувачів [164].

Однією з основних вимог реалізації концепції SG, на відміну від керування режимами міських ЕМ традиційного виконання, є спостережуваність, що потребує впровадження адекватного інформаційного забезпечення [152], [175] Впровадження даної концепції відкриває можливості для дистанційного керування не тільки топологією РМ, а і рівнем напруги, компенсацією реактивної потужності.

Стрімкий розвиток ВДЕ, які характеризуються непрогнозованим графіком генерації, створює проблеми для галузі електроенергетики. ЛДЕ також можуть істотно впливати на місцеві РМ, що призводить до реверсування потоків потужності, зміни напруги в місцевих ЕМ та має вплив на інші технічні параметри ЕМ [164].

Зрозуміло, що ефективне керування в РМ може здійснюватися лише за умов наявності повної та об'єктивної інформації відносно їх режимів. Це



стосується, безперечно, інформації відносно топології мережі, параметрах її елементів та навантажень. Отже, перші два блоки інформації наявні у операторів систем розподілу, і завдання полягає у підтриманні їх актуального стану [164].

Питання визначення навантажень в існуючій ЕМ є доволі складною роботою, особливо на рівні РМ напругою 0,38 – 35 кВ. Найбільшою проблемою тут виступає велика кількість вузлів навантаження, розміщених на значній території, та мала кількість ТП та РП зі стаціонарними вимірювальними приладами, а тим паче з відповідною телеметрією.

Найпростіше рішення у даній ситуації – збільшити кількість необхідних вимірювальних приладів, акцентувавши увагу на впровадженні систем телевимірювання. Проте у найближчій перспективі повністю вирішити поставлене завдання з вимірювання навантажень в усіх вузлах ЕМ неможливо через нестачу фінансів для такої масштабної модернізації. З огляду на досвід економічно розвинутих країн відомо, що модернізація існуючих ЕМ до рівня SG процес достатньо довгий та потребує значних фінансових затрат.

Ураховуючи економічні можливості України, перехід до інтелектуальних мереж може проходити поетапно. Більш практичним варіантом вирішення поставленої задачі може слугувати оснащення значної кількості центрів живлення, РП та ТП автономними вимірювальними приладами або вимірювальними системами на базі автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії (АСКОЕ).

З іншого боку, в Україні останнім часом спостерігається політична стимуляція інноваційної активності, зокрема у електроенергетиці. Процес євроінтеграції також сприяє розвитку даного сектору. У директивному порядку починається впровадження новітніх технологій, зростає увага до енергоефективності, широкого використання ВДЕ, а також побудови системи SG, що, підтверджує позитивну динаміку переорієнтації існуючої парадигми енергетичної системи на нову – створення інтелектуальної системи.

У дослідженні [181] виділяють такі етапи впровадження концепції SG:

1. Створення систем моніторингу стану мережі Smart Metering, яка включає встановлення «розумних» вимірювальних приладів, системи зберігання та обробки масивів даних, упровадження програмного забезпечення різного рівня.

2. Розвиток генерації на базі ВДЕ та впровадження установок зберігання енергії (УЗЕ).

3. Упровадження споживчих сервісів та оптимізація тарифних планів для подальшого залучення споживачів до активної участі у ринку ЕЕ.

4. Подальший розвиток відкритого ринку ЕЕ.

Згідно з вищенаведеними етапами розвитку інтелектуальних мереж, українська енергетика знаходиться на перших двох етапах. Інтелектуальні енергосистеми в Україні розгортаються поки у вигляді точкового встановлення засобів моніторингу, і для подальшого їх розвитку компаніям необхідно вивчати та впроваджувати досвід інших країн, які займаються подібними розробками упродовж значного терміну.

Так, наприклад, у роботі [181] повідомляється, що в оператора системи розподілу встановлені системи моніторингу здійснюють реєстрацію аналогових і дискретних сигналів (відповідно режимних параметрів та індикації стану обладнання, систем захисту й автоматики), діагностування пристроїв релейного захисту та автоматики, забезпечують оперативність і точність визначення місць пошкоджень на електричних приєднаннях, діагностики та прогнозування стану ізоляції високовольтного обладнання, в тому числі вимикачів, здійснюють аналіз аварійних ситуацій на базі комплексів «Регіна».

У більшості енергетичних компаній розвинених країн уже певний час успішно функціонують такі інформаційні системи, як *SCADA* (з англ. *Supervisory Control and Data Acquisition*), *DMS* (з англ. *Distribution Management System*), *OMS* (з англ. *Outage Management System*). І сьогодні стоїть питання щодо їх інтеграції з метою підвищення загальної ефективності інформаційного

забезпечення [153], [36], [10], [142]. На жаль, в Україні роботи зі створення подібних систем у сфері розподілу ЕЕ знаходяться на початковій стадії.

В енергосистемах України ситуація з телевимірюваннями ускладнюється ще й тим, що за відсутності єдиної технічної політики, встановлені у попередні роки засоби вимірювань і телемеханіки часто використовували різні протоколи обміну інформацією, що ускладнювало їх спільне застосування.

У традиційних міських мережах напругою 6-20 кВ сьогодні доступною режимною інформацією здебільше є показники лічильників активної та реактивної енергії на головних ділянках розподільних ліній отримані за попередній місяць, а також місячні дані цифрових приладів обліку ЕЕ на приєднаннях напругою 6-20 кВ трансформаторів живильних підстанцій напругою 35 кВ і вище, включаючи півгодинні графіки навантаження. У міських мережах напругою 0,38 кВ традиційного виконання доступною інформацією про режим є тільки дані про електроспоживання абонентів [153], [175]. Зараз режимні параметри визначаються шляхом розрахунків. В інтелектуальних мережах мають бути доступні графіки зміни всіх параметрів режиму мережі, визначені, як мінімум, погодинно. Це дозволить упровадити нові більш ефективні методи керування мережею, зокрема, з метою мінімізації втрат потужності, що потребує більшого контролю та моніторингу стану мережі.

Для вітчизняної енергетики питання якості, достовірності та повноти інформації, особливо на рівні розподільних систем, завжди були складними. Хоча останні роки дана ситуація повільно змінюється у кращий бік, однак усе ще ускладнює розв'язання питань підвищення ефективності роботи та реформування енергетики. У зв'язку з цим виникає додаткове завдання, що пов'язано з розробкою методології керування функціонуванням СЕП в умовах недостатності або недостовірності інформації [150].

Крім того, реалізація зазначених ініціатив потребує інвестицій, які вимірюються сотнями мільйонів доларів. За оцінкою міжнародного енергетичного агентства (МЕА), глобальний обсяг необхідних інвестицій у

розвиток світової енергетики до 2030 р. становитиме близько 16 трлн дол. США, у тому числі понад 2 трлн дол. на розвиток «інтелектуальних» мереж [168]. При цьому, окрім фінансових питань, у процесі реалізації подібних масштабних проєктів виникають і деякі складності організаційного характеру.

Однак не викликає сумніву, що з часом будуть реалізовуватися певні пілотні проєкти, які за рахунок використання передового технічного обладнання та впровадження інформаційних технологій дадуть змогу, принаймні для окремих РМ, вирішити питання оптимального керування їх режимами на сучасному світовому рівні, що є актуальною вимогою нашого сьогодення.

Так, наприклад, ПрАТ «ДТЕК Київські електричні мережі» планує повністю автоматизувати технічний облік на приєднаннях ТП на рівні напруги 0,4 кВ з метою мінімізації втрат ЕЕ, частково виконати перенесення розрахункового обліку прямофідерних споживачів на межу балансової належності в ТП [179].

З цієї метою заплановані наступні обсяги встановлення систем обліку за роками:

- 5 630 точок обліку (2020 рік);
- 5 250 точок обліку (2021 рік) – тільки прямофідерні споживачі;
- 2 000 точок обліку (2022 рік) – тільки прямофідерні споживачі;
- 2 000 точок обліку (2023 рік) – тільки прямофідерні споживачі;
- 1 000 точок обліку (2024 рік) – тільки прямофідерні споживачі;
- 1 000 точок обліку (2025 рік) – тільки прямофідерні споживачі.

Зазначені заходи дозволять повністю збалансувати розрахунки в мережах напругою 10 кВ, а також визначити проблемні ділянки з рівнем утрат ЕЕ більше 7% на рівні напруги 0,38 кВ за даними обліку електроспоживання, реалізованого в ТП [179].

Також планується повністю замінити лічильники класом точності 2,5 (56 521 шт. станом на 01.01.2020 у ДТЕК «КЕМ») упродовж наступних 2 років. Компанія буде проводити заміну таких лічильників на багатотарифні

лічильники ЕЕ. Основна мета заходу - стимулювати споживачів щодо використання лічильників з можливістю погодинного обліку у відповідності до вимог Кодексу комерційного обліку [179].

Обсяги встановлення зазначених лічильників за останні роки становлять [179]:

- 24 000 приладів обліку (2020 рік);
- 31 561 приладів обліку (2021 рік).

З аналізу світового досвіду використання інтелектуальних приладів обліку, можна зробити висновок, що впровадження розумних лічильників також має соціальне значення. У дослідженні [148] показано, що 90% споживачів з можливістю моніторингу втрат починають активно керувати власним споживанням. Установлення "розумних" лічильників дозволяє скоротити витрати на ЕЕ як мінімум на 3% і більше. Статистика німецької компанії EnBW свідчить про те, що під час використання "розумного" лічильника для проактивного контролю власного навантаження вдається зменшити споживання на 5-10% [168].

Як показано в [168] 5 млрд євро було інвестовано упродовж 2005-2015 років у понад 300 проєктів створення "розумних мереж" електропостачання в Європі, з яких близько 4 млрд виділено в розроблення і впровадження "розумних лічильників" як одного з основних засобів підвищення енергоефективності.

Прикладом ідеального інформаційного забезпечення є SG. Термін «Розумна мережа» (з *анг. Smart Grid*) вперше з'явився у статті Майкла Т. Берра «Попит надійності буде керувати інвестиціями» [93] У цій роботі наведено декілька функціональних і технологічних визначень розумної мережі, а також її переваг. Спільним елементом для більшості визначень є застосування цифрової обробки даних, що робить управління інформацією ключовими технологіями розумних мереж. Різні можливості широкої інтеграції цифрових технологій, а також інтеграція нової мережі

інформаційних потоків для контролю над процесами і системами є ключовими технологіями при розробці розумних мереж.

Велика частина зусиль спрямовується в модернізацію ЕМ, особливо це стосується систем розподілу й автоматизації підстанцій, які тепер будуть включені в загальну концепцію розумних мереж.

Розумна мережа використовує інноваційні продукти та послуги разом з інтелектуальними технологіями моніторингу, контролю, зв'язку та самовідновлення, щоб [27]:

- полегшити підключення та експлуатацію генераторів будь-яких розмірів та технологій;
- дозволити споживачам брати участь в оптимізації роботи системи;
- надати споживачам більше інформації та варіантів щодо використання енергії;
- значно зменшити вплив на навколишнє середовище всієї системи електропостачання;
- підтримувати або навіть покращувати існуючі високі рівні надійності системи, якості та безпеки постачання;
- ефективно підтримувати та вдосконалювати існуючі послуги.

Як наведено у [168] один з перших запроваджених проєктів Smart Metering SG є проєкт Telegestore, виконаний в Італії енергоконцерном Enel за підтримки держави. Для фізичних осіб встановлено 33 млн. smart-лічильників, що в свою чергу дозволяє економити в країні щорічно близько 500 млн. євро за терміну окупності витрат 4-5 років. У рамках проєкту (Smart City) в м. Малазі (Іспанія) окремі ЛДЕ буде з'єднано з РМ разом з пристроями для акумулювання і станціями перезаряджання для електромобілів, що, очевидно, дозволить знизити енерговитрати на 20%. У м. Гетеборзі (Швеція) в рамках проєкту зі створення ефективної вимірювальної інфраструктури передбачається встановлення 90 000 "розумних" вимірювальних пристроїв для моніторингу та обміну даних в режимі реального часу. У Португалії метою проєкту Invo Grid є досягнення 20%-го скорочення споживання ЕЕ за рахунок

упровадження домашніх енергетичних установок, які забезпечують ефективне керування електроспоживанням і мікрогенерацією [168].

З аналізу досвіду країн, які впровадили проєкти SG можна зробити висновок, що дана концепція дозволяє зберегти значні фінансові ресурси. Також підкреслюється факт покращення показників надійності електропостачання. Впровадження "розумних" систем обліку ЕЕ сприяло скороченню перебоїв у роботі мережі й пов'язаних з цим [168].

На даному етапі розвитку РМ України ми спостерігаємо тенденцію до збільшення в їхній структурі частки ВДЕ малої потужності. З іншого боку, має місце процес поступової інтелектуалізації мережі. З урахуванням цих фактів необхідно розробити нові методи керування режимами роботи РМ з метою підвищення надійності, якості та мінімізації втрат ЕЕ.

З урахуванням вищезазначеного можна зробити висновок, що підвищення якості моделювання та керування режимами РМ можливе лише за умови забезпечення сприятливого інформаційного середовища. Також важливо забезпечити в мережах наявність мінімально необхідної кількості засобів автоматизації, зокрема, КА з можливістю дистанційного керування. Дані фактори можуть суттєво сприяти підвищенню ефективності керування режимами РМ, але потребують обґрунтованих та спеціально розроблених для цієї мети методів і алгоритмів.

#### **1.4 Динамічне керування режимами розподільної мережі з використанням комутаційних апаратів з дистанційним керуванням**

У загальному випадку при визначенні оптимального місця розмикання РМ у якості критерію оптимальності розглядають мінімум втрат ЕЕ за весь період часу, коли мережа працює з фіксованою топологією. В 1.2 було розглянуто низку підходів, які дозволяли тим чи іншим чином визначити передбачувані втрати ЕЕ при різних варіантах розміщення нормально розімкнутих КА. У той же час зрозуміло, що забезпечити мінімум утрат ЕЕ можливо за умов дотримання мінімуму втрат потужності послідовно на всіх

інтервалах часу продовж усього розрахункового періоду. Зазначена ідея може бути реалізована за умов наявності можливості динамічної зміни топології РМ упродовж визначеного розрахункового періоду.

Однак попередньо необхідно зазначити наступне. Неможливо припустити можливість повної заміни КА з ручним приводом на сучасні з дистанційним керуванням одночасно в усіх РМ і тим паче в усіх ТП. Такий крок потребував би дуже великих фінансових витрат, не міг би бути реалізований у короткий термін та у багатьох випадках був би економічно недоцільним. Тому більш обґрунтованим і реалістичним є варіант точкового встановлення сучасних КА з дистанційним керуванням в окремих розподільних лініях, де таке рішення може дати найбільший економічний ефект. Крім цього у більшості випадків апріорі можливо прийняти умову припустимості розміщення в окремій розподільній лінії не більш як двох-трьох КА з дистанційним керуванням.

Безумовно, що в цьому випадку при визначенні доцільності впровадження КА з дистанційним керуванням основна увага повинна бути приділена лініям, де є споживачі з незбіжним за часом характером зміни електроспоживання або в якості РГ підключені ЛДЕ, з мінливим характером потужності, що генерується, та ще за умов, що її зміна у часі у більшості випадків не збігається з режимом споживання ЕЕ [152], [175].

У даний час завдання пошуку місць розмикання міської ЕМ формується так: необхідно визначити місця розмикання мережі, що забезпечують мінімум утрат активної потужності при недопущенні перевантаження головних ділянок розподільних кабельних ліній напругою 6-10 кВ і силових трансформаторів у центрах живлення, а також дотриманні допустимого рівня напруги в вузлах і рівня струмів замикання на землю на кожній секції шин центра живлення, а також збереженні розімкненої топології мережі [175], [150].

Технічні втрати ЕЕ ( $\Delta A_T$ ) визначають винятково розрахунковим шляхом. Однак відсутність у повному обсязі необхідної для цієї мети інформації



змушує використовувати методи розрахунку, засновані на тих або інших припущеннях, які відповідно в різному ступені впливають на адекватність кінцевого результату [150].

Таким чином, визначення втрат ЕЕ повинне здійснюватися шляхом інтегрування (підсумовування) значень утрат потужності, визначених на нескінченно малих проміжках часу в межах розглянутого (розрахункового) періоду:

$$\Delta A = \int_0^T \Delta P(t) dt = \int_0^T \frac{S^2(t)}{U^2} \cdot R dt = \frac{R}{U^2} \int_0^T S^2(t) dt. \quad (1.2)$$

У технічній літературі та діючих нормативних документах передбачається використання декількох базових практичних методів розрахунку втрат ЕЕ, кожний з яких вимагає цілком конкретного складу й обсягу вихідної інформації і, безумовно, має різну методичну похибку [150].

Відомо, що створення активних РМ згідно впровадженню концепція SG передбачає не тільки широку їх автоматизацію, але і включає в себе повне інформаційне забезпечення процесів як передачі і розподілу ЕЕ, так і її генерації ЛДЕ. При цьому вся ця інформація отримується в реальному часі. Ці обставини відкривають нові можливості для більш ефективного вирішення багатьох традиційних задач керування режимами РМ. Зокрема, задача вибору оптимальних місць розмикання РМ, яка традиційно розглядалась як задача середньострокового планування, у зазначених умовах може розглядатися в якості задачі оперативного управління. Це означає, що місця нормального розмикання РМ не залишаються незмінними протягом сезону року і навіть доби, а можуть змінюватися в залежності від фактичного режиму РМ. Це виглядає особливо актуальним за умов неоднорідності електричних навантажень у добовому або сезонному розрізах. Ще більш привабливою ця задача стає за умови використання ЛДЕ, особливо при орієнтації на ВДЕ з нестабільної вихідною потужністю. Зрозуміло, що робота такого джерела умовно з максимальною потужністю або його відключення, скоріш за все буде формувати суттєво різні струморозподіли в ЕМ і, як наслідок, вимагати різних

точок розмикання відповідної лінії для забезпечення мінімуму втрат ЕЕ [152], [175].

У цьому випадку, так само, як і при традиційній постановці задачі, в якості критерію оптимальності розглядається мінімум утрат ЕЕ [152], [175]:

$$\Delta A \rightarrow \min \quad (1.3)$$

Вочевидь, що дана умова буде виконуватися, якщо ми забезпечимо мінімум утрат потужності на кожному з окремих послідовних часових інтервалах деякого розглянутого періоду часу ( $T$ ), наприклад, тієї ж доби, характерної для певного сезону року [152], [175].

$$\Delta P_t \rightarrow \min, t = 1, \dots, T \quad (1.4)$$

При динамічному керуванні топологією РМ з'являється можливість додаткового зниження втрат ЕЕ. Зрозуміло, що такий підхід, у загальному випадку передбачає можливість багаторазової зміни точок розмикання РМ упродовж аналізованого періоду часу ( $T$ ) [152], [175].

Природно, що практична реалізація даного підходу неможлива при орієнтації на вимикачі навантаження з ручним керуванням, які традиційно використовуються в РМ. Однак дана пропозиція вписується в концепцію SG, що передбачає масштабну автоматизацію РМ, зокрема, можливість більш широкого використання вимикачів з дистанційним керуванням [152], [175].

У той же час при вирішенні зазначеної задачі не варто забувати, що будь-який КА має допустимий гарантований ресурс спрацювання. Навіть для сучасних вимикачів цей показник складає близько 10 000 спрацювань за життєвий цикл (розрахунковий термін експлуатації, становить близько 20 років). Цей фактор обов'язково має бути врахований приймаючи до уваги, що динамічне керування топологією передбачає суттєво більш інтенсивне використання вимикачів.

Загальний ресурс вимикача може бути використаний для визначення припустимої кількості його спрацювань протягом доби.

Або по результатах конкретних розрахунків необхідно визначити той рівень зміни навантажень та її тривалість, при яких доцільно здійснювати

реконфігурацію РМ. При цьому виходимо з міркувань, що додаткове зменшення втрат ЕЕ має компенсувати використання комутаційного ресурсу вимикачів. Найбільш обґрунтований і одночасно найбільш складний аналіз, пов'язаний з реалізацією відповідного техніко-економічного розрахунку, який дасть змогу збільшення кількості спрацювань вимикачів упродовж доби при свідомому зниженні терміну служби, навіть передбачаючи їхню заміну до вичерпання життєвого циклу [152], [175].

Експериментальні розрахунки показали, що за рахунок реалізації динамічної реконфігурації, в мережах з ЛДЕ вдається відносно існуючих втрат ЕЕ додатково зменшити їх до 25%.

Розглянемо, наприклад, лінію (дві напів петлі) напругою 10 кВ, до якої приєднано загалом 6 розподільних трансформаторів. Середнє добове навантаження кожного трансформатора складає 175 кВт. Тоді загальне добове споживання становить 4 200 кВт год. Втрати ЕЕ складають 10%, орієнтовно 420 кВт год. Припустимо, що за рахунок використання дистанційно керованих КА вдається зменшити добові втрати ЕЕ на 20% тобто орієнтовно на 84 кВт год. Тоді за рік маємо можливість зменшити втрати ЕЕ орієнтовно на 30 660 кВт год. Економічний ефект при цьому буде становити приблизно 30,5 тис. грн.

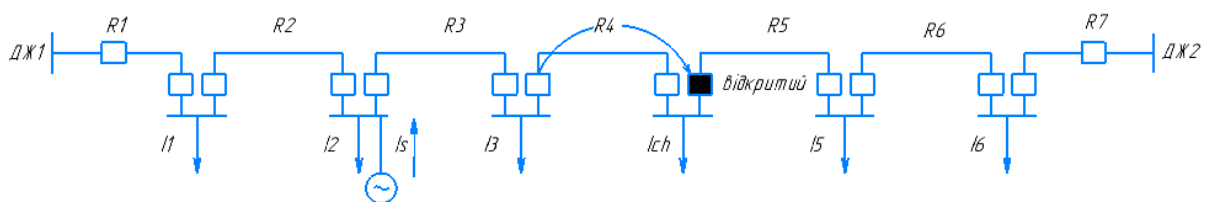


Рис. 1.3 - Схема розподільної лінії напругою 10 кВ з ЛДЕ.

Важливо зазначити, що у більшості мереж систем розподілу нашої країни у процесі проєктування не передбачалося встановлення та використання ЛДЕ та УЗЕ. Наразі в Україні станом на 2020 рік уже функціонує 492 об'єкта малої генерації потужністю до 1 МВт із загальною встановленою потужністю 184,83 МВт [143].

У програмі розвитку енергетичного сектору України до 2035 року планується збільшити частку ВДЕ у загальному обсязі виробництва ЕЕ до

25% [170]. Даний показник може бути досягнутий за рахунок побудови потужних станцій на базі ВДЕ, але й можливе досягнення (принаймні часткове) запланованого показника через стимулювання розвитку малої РГ. Як показує досвід розвинених країн, на практиці мета досягається через реалізацію обох варіантів.

Тому у найближчій перспективі кількість об'єктів малої генерації буде збільшуватися. Для ефективної роботи РМ цей фактор необхідно враховувати при прийнятті рішень щодо забезпечення ефективного керування їх режимами.

Також необхідно зазначити, що напрямок запровадження УЗЕ є достатньо перспективним і з плином часу кількість установок накопичення ЕЕ буде тільки рости, про що свідчать світові тенденції розвитку даного сектору енергетики [172].

Формування та впровадження проєктів зі створення інтелектуальних РМ передбачають забезпечення автоматизації усіх процесів розподілу, передачі та генерації з боку ЛДЕ та УЗЕ. Важливим аспектом є те, що інформація про стан мережі має бути доступна в режимі реального часу. Це у перспективі створює можливість керування роботою РМ у режимі реального часу, що є більш ефективним в умовах широкого використання ЛДЕ. Отже, замість вирішення традиційної задачі середньострокового планування, пов'язаної з вибором оптимального фіксованих місць розмикання РМ, за певних умов з'являється можливість динамічного керування їх топологією.

Зрозуміло, що у разі роботи інтегрованого в РМ ЛДЕ на повну потужність і за умов, коли його вихідна потужність зменшується практично до нуля, в мережі створюються суттєво різні струморозподіли, кожен з яких буде вимагати своєї точки розташування нормально розімкненого КА з метою мінімізації втрат потужності при поточному режимі. Особливості роботи УЗЕ суттєво відрізняються від випадкових, важкопрогнозованих режимів роботи ЛДЕ. Особливістю УЗЕ є керованість процесами заряду-розряду, які

відбуваються згідно певного алгоритму, і тому є більш - менш передбачуваними.

Таким чином, місця розмикання контурів можуть змінюватися не тільки відповідно до весняно-літнього чи осінню-зимового сезонів року, але зміни топології мережі будуть можливі навіть у добовому розрізі в залежності від певних змін навантаження та режимів роботи ЛДЕ та УЗЕ.

Узагальнюючи вищезазначене, можна зробити висновок, що динамічне керування станом КА, а відповідно і режимами РМ насамперед виправдане та актуальне за наступних умов:

- наявність в окремому розподільному контурі неоднорідних (у добовому розрізі) електричних навантажень;
- при появі ЛДЕ з вихідною потужністю залежною від метеорологічних умов;
- при появі УЗЕ та/або станцій зарядки електромобілів;
- за наявності в мережі КА з вичерпаним комутаційним ресурсом.

## **Висновки**

1. Показано, що зміна характеру електричного навантаження та поява ЛДЕ, вихідні характеристики яких залежать від погодних умов, суттєво впливають на струмозподіл РМ, що в свою чергу призводить до необхідності розробки відповідної методики динамічного керування режимами роботи РМ у добовому розрізі. Забезпечення необхідних для цієї мети умов можливо через упровадження концепції SG, що дозволить виконувати керування мережею дистанційно та у режимі реального часу.

2. Проведено комплексний аналіз світових тенденцій та досвіду вирішення задачі керування РМ, а саме вибору оптимальної топології мережі за критерієм мінімізації втрат ЕЕ та ін. На підставі аналізу доведена доцільність та актуальність розробки алгоритму керування РМ у режимі реального часу.

3. Установлено, що ефективне керування в РМ можливо реалізувати за умови наявності потрібної вихідної інформації, а саме: інформація щодо стану топології, параметрів режиму та електричних навантажень. Адекватність

інформаційного забезпечення значною мірою впливає на якість тих чи інших управлінських рішень.

4. На підставі проведеного аналізу показано, що для реалізації зазначеної ідеї динамічного керування режимами РМ в режимі реального часу необхідно забезпечити можливість динамічної зміни топології мережі упродовж розрахункового періоду.

## РОЗДІЛ 2

### ФОРМУВАННЯ ІНДИКАТИВНОГО ПОКАЗНИКА ДЛЯ ДИНАМІЧНОГО КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

#### 2.1 Аналіз загальних характеристик динамічного керування режимами роботи розподільних мереж

В останні 10 років енергетична сфера України зазнала позитивних змін, серед яких поява технічних можливостей та економічних стимулів для ефективнішого динамічного керування режимами електроспоживання. Як впливає з досвіду багатьох країн керування навантаженням знаходить дедалі більше поширення як стосовно промислових чи агропромислових споживачів, так і в комунально-побутовому секторі.

Здійснюється інтеграція в структуру РМ ЛДЕ. При цьому, якщо на початковому етапі розвитку РГ, як подібні джерела в багатьох випадках розглядалися дизельні установки, призначені, в першу чергу для резервного електропостачання, з регульованою вихідною потужністю, то останнім часом їх місце все більшою мірою займають ЛДЕ, вихідна потужність, яких залежить від різних метеорологічних факторів і є вкрай нестабільною.

Постійно зростає кількість електромобілів, і відповідно в структурі систем розподілу ЕЕ має місце поява зарядних станцій, які останнім часом розглядаються не тільки як додаткове навантаження, але також у певному сенсі як засіб акумулювання ЕЕ.

Крім цього, у перспективі, вочевидь, слід очікувати появи в РМ пристроїв акумулювання, гібридних джерел енергії, нових технічних засобів, зокрема, орієнтованих на виробництво та використання водню.

Усе це не може не викликати серйозних змін у традиційній структурі РМ та їх режимів, які стануть менш стабільними та більш непередбачуваними. Внаслідок цього під впливом випадкових факторів у мережі формуються потокорозподіли різної тривалості, які в багатьох випадках істотно

відрізнятимуться від того режиму (потікрозподілу), для якого визначалися оптимальні місця розмикання контурів, що в результаті веде до зростання втрат ЕЕ, а потенційно і до порушення умов забезпечення допустимих відхилень напруги та зниження надійності [156].

Паралельно з цим відбувається інтенсивний процес оснащення РМ сучасними вимірювальними засобами та системами накопичення, первинної обробки та передачі даних, що вже зараз у багатьох випадках дає можливість моделювання режимів практично в реальному часі. Це створює певні складнощі у зв'язку з необхідністю оперативної обробки великих обсягів даних, але водночас і відкриває шлях щодо реалізації принципово іншої стратегії керування режимами.

Така можливість підкріплюється появою на ринку енергетичного обладнання нових вимикачів, що володіють значним комутаційним ресурсом та можливістю дистанційного керування, а також суттєво більш дорогого комутаційного обладнання, орієнтованого на використання засобів силової електроніки.

Перелічені обставини призводять до того, що існуюча стратегія вибору оптимальної конфігурації РМ у сучасних умовах стає недостатньо ефективною, а з іншого боку, формуються всі умови, необхідні для реалізації нових технічних рішень, пов'язаних із підвищенням рівня автоматизації ЕМ даного класу номінальних напруг.

Вочевидь, що перелічені вище особливості функціонування сучасних РМ найбільше виявляються лише в окремих її контурах. При цьому найбільш очевидним фактором, що впливає на режим роботи подібних контурів, є наявність у їх структурі ЛДЕ, у яких вихідна потужність може швидко змінюватися в широких межах (від номінального значення практично до нуля) залежно від різкої зміни метеорологічних умов, наявність УЗЕ.

У подібній ситуації одним з найбільш дієвих кроків підвищення ефективності вирішення завдання вибору оптимальної конфігурації мережі є вибіркове використання замість вимикачів з ручним приводом або



роз'єднувачів, дистанційно керованих, або автоматичних (наприклад, реклоузерів) КА. Очевидно, що найбільший ефект дане технічне рішення забезпечуватиме у тому випадку, якщо відповідні зміни режиму мережі (що вимагають зміни її топології для мінімізації втрат потужності) відбуваються відносно регулярно та тривають певний, достатньо великий, часовий проміжок. По суті, ефективність зміни місця розмикання контуру визначатиметься величиною додаткового зниження втрат ЕЕ, яке може бути при цьому досягнуто.

Водночас при прийнятті такого рішення необхідно враховувати низку додаткових факторів, зокрема таких, як:

- вартість не тільки нового комутаційного обладнання, а й витрати на формування відповідного інформаційного середовища та каналів телеуправління для його використання;
- комутаційний ресурс вимикачів;
- характер перехідних процесів, які супроводжують комутаційні операції, що може накласти певні обмеження на можливість їх здійснення.

Перелічені чинники складно формально врахувати в узагальненій формі. Це передбачає необхідність їх оцінки у кожному конкретному випадку. Зокрема, можлива ситуація, що наявні в мережі КА практично вичерпали свій комутаційний ресурс і в будь-якому разі вимагають заміни або здійснюється комплексна реконструкція ЕМ із заміною, в тому числі й КА. У цих випадках установка в окремих контурах РМ дистанційно керованих КА вимагає відносно невеликих інвестицій, що не включають вартість вимикача.

Таким чином, спочатку виникає задача знаходження умов, за яких є доцільним змінити топологію певного контуру РМ з метою мінімізації втрат потужності відповідно до параметрів поточного режиму. Для спрощення та прискорення розв'язання цього завдання з огляду на те, що воно має бути реалізовано практично в режимі реального часу пропонується використовувати певний індикативний показник (підрозділи 2.2 та 2.3). Таким чином, використання індикативного показника дозволяє формально обґрунтувати

доцільність зміни топології контуру відповідно до поточних параметрів режиму з точки зору зменшення втрат потужності.

У той же час, як уже вказувалося вище, для прийняття рішення щодо зміни місця розмикання контуру недостатньо самого факту доцільності реалізації такої дії відповідно до поточних параметрів режиму. Необхідно також оцінити той потенційний економічний ефект, який може бути отриманий і визначається величиною додаткового зниження втрат ЕЕ. Для цього має бути здійснено точковий прогноз режиму з різними інтервалами упередження з метою, по-перше, підтвердження стабільності відповідної зміни режиму та визначення часу, протягом якого він матиме місце, а по-друге, для оцінки прогнозних показників додаткового зниження втрат потужності, що може бути досягнуто. Отримані дані дозволять оцінити той потенційний ефект з точки зору додаткового зниження втрат ЕЕ за рахунок зміни місця розмикання контуру РМ, який може бути одержаний в результаті реалізації такого заходу. Остаточне рішення щодо зміни місця розмикання контуру приймається у процесі порівняння отриманого значення додаткового скорочення втрат ЕЕ з певною граничною визначеною величиною, виходячи з міркувань економічного характеру, і розрахунок якої буде наведено в підрозділі 2.4.

## **2.2 Розробка індикативного показника**

Як було зазначено вище, прийняття рішення щодо зміни топології мережі залежить від поточного розподілу. У процесі керування режимами роботи традиційних РМ відповідні розрахунки проводили на базі типових схем для певних сезонів року. У випадку динамічного керування мережею у реальному часі розрахунок необхідно проводити постійно через певні інтервали часу, що на практиці викликає певні складнощі. Тому необхідно розробити показник за допомогою, якого можна у спрощеній формі оцінити доцільність зміни топології мережі. Даний показник буде виявляти актуальну топологію мережі на певний часовий інтервал. Процес розробки індикативного показника наведено нижче. Проаналізуємо декілька схем РМ без відгалужень,

побудованих за петлевым принципом, як з інтегрованим до них ЛДЕ, так і без них.

Розглянемо наступний приклад (рис. 2.1). Визначимо сумарні втрати потужності для кожної частини контуру РМ, що розглядається, з урахуванням існуючого місця його розмикання.

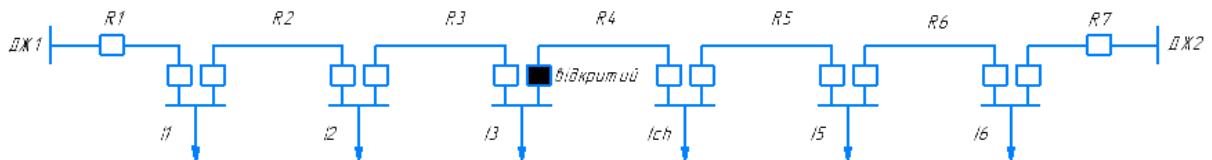


Рис. 2.1 Контур розподільної мережі

$$\begin{aligned} \Delta P_I &= 3I_3^2 R_3 + 3(I_3 + I_2)^2 R_2 + 3(I_3 + I_2 + I_1)^2 R_1 = \\ &= 3I_3^2 R_3 + 3I_3^2 R_2 + 6I_3 I_2 R_2 + 3I_2^2 R_2 + 3I_3^2 R_1 + 6I_3 I_2 R_1 + 3I_2^2 R_1 + 3I_3^2 R_1 + 6I_3 I_1 R_1 + \\ &\quad + 6I_2 I_1 R_1 + 3I_1^2 R_1. \end{aligned} \quad (2.1)$$

Аналогічно для другої частини контуру маємо:

$$\begin{aligned} \Delta P_{II} &= 3I_{ch}^2 R_5 + 3I_{ch}^2 R_6 + 6I_{ch} I_5 R_6 + 3I_5^2 R_6 + I_{ch}^2 R_7 + 6I_{ch} I_5 R_7 + 3I_5^2 R_7 + 6I_{ch} I_6 R_7 + 6I_5 I_6 R_7 + \\ &\quad + 3I_6^2 R_7. \end{aligned} \quad (2.2)$$

Припустимо, що до одного з вузлів лівої частини контуру підключається ЛДЕ, що забезпечує струмову ін'єкцію в мережу  $I_s$  (рис. 2.2). Очевидно, що при цьому у правій частині контуру сумарні втрати потужності не зміняться:

$$\Delta P'_{II} = \Delta P_{II}. \quad (2.3)$$

Рис. 2.2 - Контур розподільної мережі з ЛДЕ.

Для лівої частини контуру за аналогією з (2.1) матимемо:

$$\begin{aligned}
\Delta P'_I &= 3I_3^2 R_3 + 3(I_3 + I_2 - I_s)^2 R_2 + 3(I_3 + I_2 + I_1 - I_s)^2 R_1 = \\
&= 3I_3^2 R_3 + 3I_3^2 R_2 + 6I_3 I_2 R_2 + 3I_2^2 R_2 - 6I_3 I_s R_2 - 6I_2 I_s R_2 + 3I_s^2 R_2 + 3I_3^2 R_1 + 6I_3 I_2 R_1 + 3I_2^2 R_1 + \\
&+ 6I_3 I_1 R_1 + 6I_2 I_1 R_1 - 6I_3 I_s R_1 - 6I_2 I_s R_1 + 3I_1^2 R_1 - 6I_1 I_s R_1 + 3I_s^2 R_1.
\end{aligned} \quad (2.4)$$

Логічно припустити, що після підключення до мережі ЛДЕ і відповідно часткового розвантаження лівої частини контуру, може виникнути доцільність перенесення місця розмикання вправо (рис. 2.3) з метою формування оптимального режиму, з точки зору мінімізації втрат потужності.

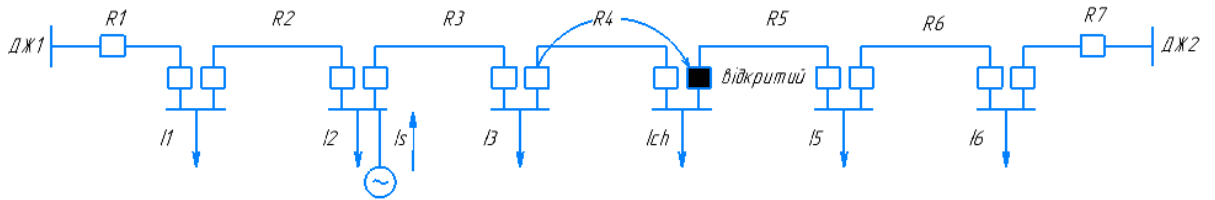


Рис. 2.3 - Зміна місця розмикання контуру розподільної лінії (переміщення праворуч).

У цьому випадку сумарні втрати потужності у правій та лівій частинах контуру становитимуть:

$$\begin{aligned}
\Delta P''_I &= 3I_{ch}^2 R_4 + 3I_{ch}^2 R_3 + 6I_{ch} I_3 R_3 + 6I_{ch} I_3 R_3 + 3I_3^2 R_3 + 3I_{ch}^2 R_2 + 6I_{ch} I_3 R_2 + 3I_3^2 R_2 + \\
&+ 6I_{ch} I_2 R_2 + 6I_3 I_2 R_2 - 6I_{ch} I_s R_2 - 6I_3 I_s R_2 + 3I_2^2 R_2 - 6I_2 I_s R_2 + 3I_s^2 R_2 + I_{ch}^2 R_1 + 6I_{ch} I_3 R_1 + 3I_3^2 R_1 + \\
&+ 6I_{ch} I_2 R_1 + 6I_{ch} I_1 R_1 - 6I_{ch} I_s R_1 + 6I_3 I_2 R_1 + 6I_3 I_1 R_1 - 6I_3 I_s R_1 + 3I_2^2 R_1 + 6I_2 I_1 R_1 + 3I_1^2 R_1 - 6I_2 I_s R_1 - \\
&- 6I_1 I_s R_1 + 3I_s^2 R_1.
\end{aligned} \quad (2.5)$$

$$\Delta P''_{II} = 3I_5^2 R_6 + 3I_5^2 R_7 + 6I_5 I_6 R_7 + 3I_6^2 R_7. \quad (2.6)$$

Можна зробити висновок, що зміна місця розмикання контуру в даному випадку буде доцільною при виконанні наступної умови:

$$\Delta P''_{II} + \Delta P''_I < \Delta P'_I + \Delta P'_I \quad (2.7)$$

Використовуючи вирази (2.1) – (2.6) шляхом нескладних перетворень, можна показати, що умова (2.7) виконуватиметься, якщо:

$$3I_{ch}^2 R_4 + 3I_{ch}^2 R_3 + 6I_{ch} I_3 R_3 + 3I_{ch}^2 R_2 + 6I_{ch} I_3 R_2 + 6I_{ch} I_2 R_2 - 6I_{ch} I_s R_2 + 3I_{ch}^2 R_1 + 6I_{ch} I_3 R_1 + 6I_{ch} I_2 R_1 + 6I_{ch} I_1 R_1 - 6I_{ch} I_s R_1 < 3I_{ch}^2 R_5 + 3I_{ch}^2 R_6 + 6I_{ch} I_5 R_6 + 3I_{ch}^2 R_7 + 6I_{ch} I_s R_7 + 6I_{ch} I_6 R_7$$

або

$$I_{ch}(R_1 + R_2 + R_3 + R_4) + 2I_3(R_1 + R_2 + R_3) + 2I_2(R_1 + R_2) + 2I_1 R_1 - 2I_s(R_1 + R_2) < I_{ch}(R_5 + R_6 + R_7) + 2I_5(R_6 + R_7) + 2I_6 R_7.$$

Додавши до правої та лівої частин нерівності величину  $I_{ch}(R_5 + R_6 + R_7)$ , отримаємо:

$$I_{ch}(R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 + R_6 + R_7) + 2I_3(R_1 + R_2 + R_3) + 2I_2(R_1 + R_2) + 2I_1 R_1 - 2I_s(R_1 + R_2) < 2I_{ch}(R_5 + R_6 + R_7) + 2I_5(R_6 + R_7) + 2I_6 R_7$$

Уведемо такі позначення:

$$\begin{aligned} I_{ch}(R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 + R_6 + R_7) &= I_{ch} R_{\Sigma}, \\ I_3(R_1 + R_2 + R_3) &= M_3, \quad I_2(R_1 + R_2) = M_2, \quad I_1 R_1 = M_1, \quad I_s(R_1 + R_2) = M_s, \\ I_5(R_6 + R_7) &= M_5, \quad I_6 R_7 = M_6, \quad I_{ch}(R_5 + R_6 + R_7) = M_{ch} \end{aligned}$$

Після цього отримуємо:

$$2(M_1 + M_2 + M_3) + I_{ch} R_{\Sigma} - 2M_s < 2(M_{ch} + M_5 + M_6).$$

Прийнявши, що для вихідної схеми мережі (рис. 2.1)

$$M_1 + M_2 + M_3 = M_I, \quad M_{ch} + M_5 + M_6 = M_{II},$$

сформуємо умову, що визначає доцільність перенесення місця розмикання контуру вправо:

$$M_{II} - M_I + M_s > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}. \quad (2.8)$$

Подібним чином можна показати, що переміщення місця розмикання контуру в протилежний бік (у даному випадку ліворуч – рис. 2.4) буде обґрунтованим, якщо виконується умова:

$$M_I - M_{II} + M_s > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}, \quad (2.9)$$

де у випадку (рис. 2.4)  $M_I = M_1 + M_2 + M_{ch}$ ,  $M_{II} = M_4 + M_5 + M_6$ .

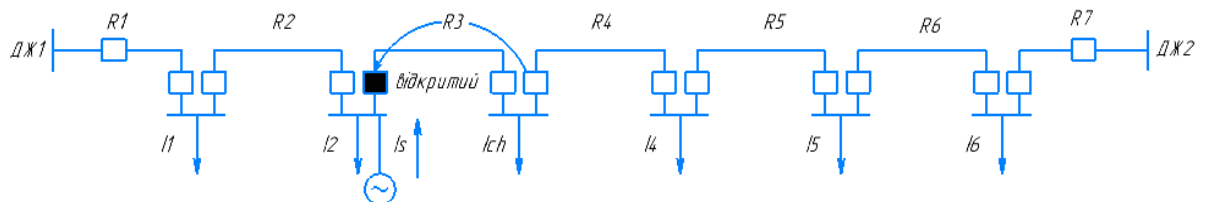


Рис. 2.4 - Зміна місця розмикання контуру розподільної лінії (переміщення ліворуч).

Отримані результати можна поширити у разі, коли ЛДЕ інтегруються в обидві частини контуру (рис. 2.5). При цьому як подібні джерела у загальному випадку, можуть умовно розглядатися і УЗЕ. У такому разі величина струмової ін'єкції в мережу матиме негативне значення.

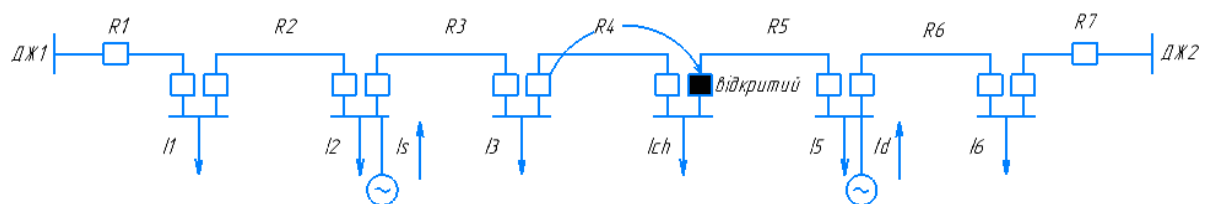


Рис. 2.5 - Контур РМ з кількома ЛДЕ.

У подібних ситуаціях найбільш очевидною, з погляду доцільності зміни місця розмикання контуру, є ситуація, коли режими роботи інтегрованих у його ліву та праву частини ЛДЕ не збігаються. Наприклад, одне з джерел збільшує рівень генерації енергії в мережу, потужність другого в той же період часу знижується або навіть він переходить у режим споживання ЕЕ, зокрема, таке джерело розглядається, як пристрій акумулювання енергії.

У цьому випадку за аналогією з (2.8), (2.9) маємо:

переміщення місця розмикання контуру вправо (рис. 2.5) доцільно, якщо

$$M_{II} - M_I + M_s - M_d > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}; \quad (2.10)$$

переміщення місця розмикання контуру вліво (рис. 2.4) доцільно, якщо

$$M_I - M_{II} - M_s + M_d > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}, \quad (2.11)$$

де індекси «s» та «d» відносяться до ЛДЕ, що інтегруються, відповідно, в ліву та праву частини контуру.

### 2.3 Розробка індикативного показника для складної розподільної мережі з відгалудженнями

У багатьох випадках РМ мають складнішу топологію. Зокрема, вони можуть містити відгалуження, у тому числі з розміщеними там ЛДЕ (рис. 2.6). За аналогією з розглянутим вище прикладом можна довести, що в даному випадку також справедливі вирази (2.8) - (2.11) для оцінки доцільності зміни місця розмикання контуру відповідно до параметрів поточного режиму. Однак у зазначених виразах як характеристика  $R_{\Sigma}$  приймається сумарний опір ділянок контуру без урахування опорів відгалужень. Таким чином, наявність

відгалужень у контурі мережі не впливає на процедуру прийняття рішення щодо доцільності зміни місця розмикання контуру. З цього випливає, що з метою спрощення розрахунків щодо оцінки необхідності зміни місця розмикання контуру доцільно здійснити його попереднє еквівалентування (рис. 2.7).

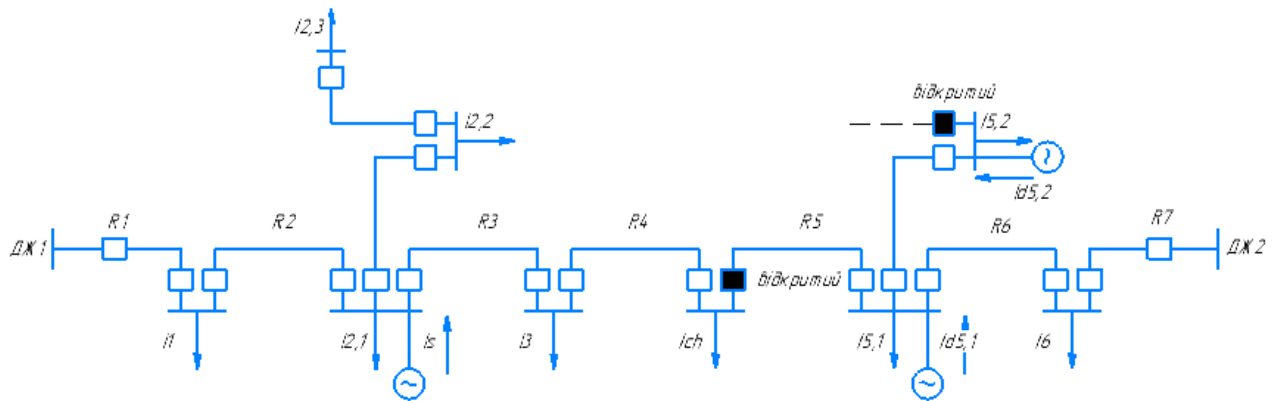


Рис. 2.6 - Контур РМ з відгалуженнями.

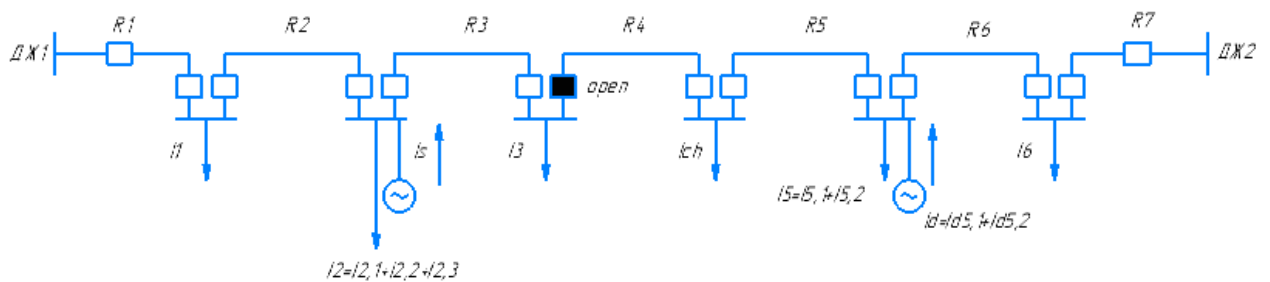


Рис. 2.7 - Еквівалентна схема контуру РМ з відгалуженнями.

Перевага такого підходу особливо буде відчутною у тому випадку, коли фрагмент мережі, що переноситься з однієї частини контура в іншу, включає не тільки відгалуження, а і ЛДЕ. (рис. 2.8) (рис. 2.9). Наявність такої ситуації істотно ускладнює структуру аналогічних залежностей (2.8) – (2.11), необхідних для проведення відповідного аналізу.

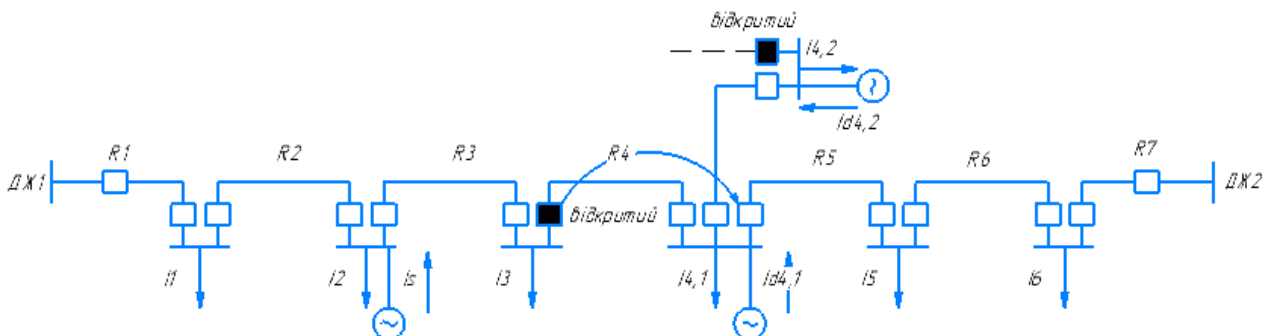




Рис. 2.8 - Контур РМ з кількома ЛДЕ.

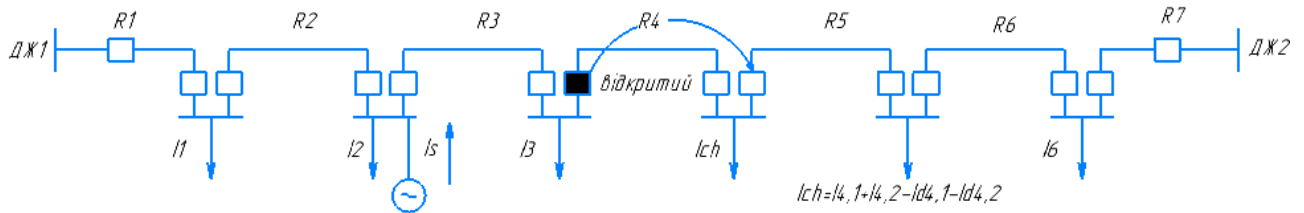


Рис. 2.9 - Еквівалентна схема контуру РМ з кількома ЛДЕ.

Очевидно, що практичний інтерес представляє узагальнення отриманих аналітичних залежностей для контуру РМ будь-якої топології з довільною кількістю вузлів навантаження, ЛДЕ та можливістю їх підключення до будь-якого вузла мережі, а також застосуванням на практиці розрахунків безпосередньо до параметрів режиму.

Розглянемо (рис. 2.10) узагальнену розподільну лінію (контур) та її еквівалентний аналог (рис. 2.11). Припустимо, що джерела живлення, на які спирається контур, що розглядається, має нумерацію « $k$ » та « $m$ » відповідно.

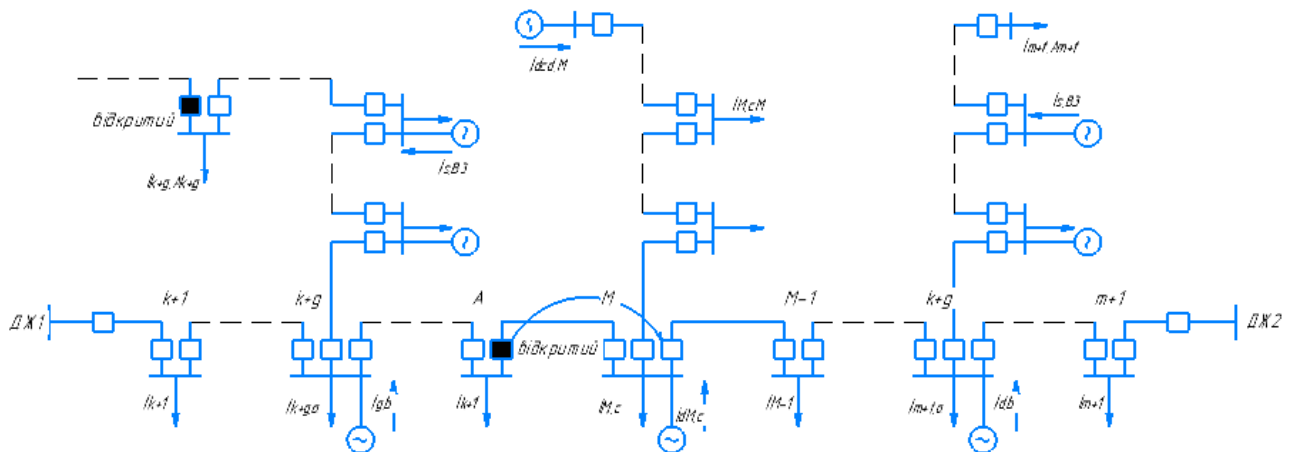


Рис. 2.10 - Узагальнений контур РМ.

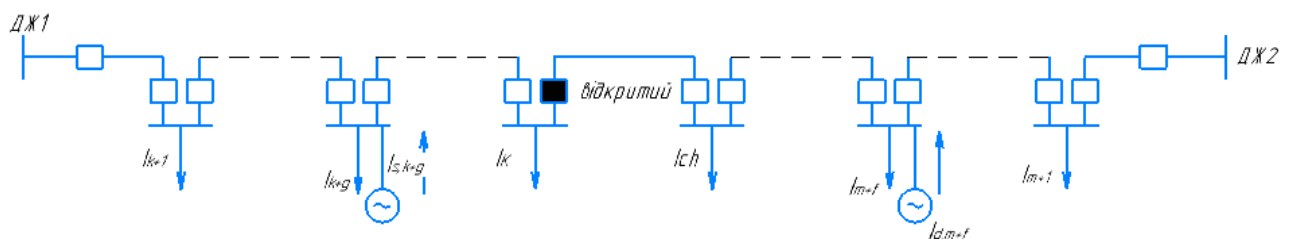


Рис. 2.11 - Еквівалентна схема узагальненого контуру РМ.

У процесі еквівалентування визначаємо:

$$I_{k+g} = \sum_{a=1}^{A_{k+g}} I_{k+g,a}, \quad g = 0, \dots, G; \quad I_{m+f} = \sum_{a=1}^{A_{m+f}} I_{m+f,a}, \quad f = a, \dots, F, \quad (2.12)$$

де  $G, F$  – кількість вузлів навантаження з відгалуженнями, відповідно, у лівій та правій частинах контуру;  $A_{k+g}, A_{m+f}$  – кількість вузлів навантаження у відгалуженнях, приєднаних відповідно, до  $k+g$  – ому та  $m+f$  – ому вузлам контура.

$$I_{s,k+g} = \sum_{b=1}^{B_s} I_{s,b}, \quad s = 1, \dots, S; \quad I_{d,m+f} = \sum_{b=1}^{B_d} I_{d,b}, \quad d = 1, \dots, D, \quad (2.13)$$

де  $S, D$  – кількість вузлів з приєднаними (безпосередньо або через відгалуження) ЛДЕ в контурі, відповідно, у лівій та правій його частинах;  $B_s, B_d$  – кількість ЛДЕ, приєднаних безпосередньо або через відгалуження до  $s$  – ому та  $d$  – ому вузлам контура.

$$I_{ch} = \sum_{c=1}^{C_M} I_{M,c} - \sum_{c=1}^{C_{d,M}} I_{d,c}, \quad (2.14)$$

де  $C_M$  – кількість вузлів навантаження, що переносяться з правої частини контуру в ліву у процесі зміни місця його розмикання;  $C_{d,M}$  – кількість вузлів з ЛДЕ, що переносяться з однієї частини контуру в іншу у процесі зміни місця розмикання.

Тоді, розглядаючи еквівалентну схему (рис. 2.11), можна записати, що у виразах (2.8) – (2.11):

$$M_I = \sum_{i=k}^K I_i \left( \sum_{j \in \Pi i} R_j \right), \quad (2.15)$$

де  $I_i$  - навантаження  $i$ -го вузла мережі;  $K$  – кількість вузлів у лівій частині контуру;  $R_j$  - опір  $j$  - ої ділянки мережі;  $j \in \Pi i$  позначає, що під час підсумовування враховуються опори всіх ділянок  $j$ , які лежать на шляху живлення  $i$  - го вузла навантаження.

$$M_{II} = \sum_{i=m}^M I_i \left( \sum_{j \in \Pi i} R_j \right), \quad (2.16)$$

де  $I_i$  - навантаження  $i$ -го вузла мережі;  $M$  – кількість вузлів у правій частині контуру;  $R_j$  - опір  $j$  - ої ділянки мережі;  $j \in \Pi i$  позначає, що в підсумовуванні враховуються опори всіх ділянок  $j$ , які лежать на шляху живлення  $i$  - го вузла навантаження.

$$M_s = \sum_{g=1}^G I_{sg} \left( \sum_{j \in \Pi g} R_j \right), \quad M_d = \sum_{f=1}^F I_{df} \left( \sum_{j \in \Pi f} R_j \right), \quad (2.17)$$

де  $I_{sg}$  - струмова ін'єкція з боку  $g$  – го ЛДЕ, підключеного до лівої частини контуру;  $G$  – загальна кількість ЛДЕ у лівій частині контуру;  $I_{df}$  - струмова ін'єкція з боку  $f$  – го локального джерела, підключеного до правої частини контуру;  $F$  - кількість ЛДЕ, підключених до навантажувальних вузлів правої частини контуру;  $R_j$  - опір  $j$  - ої ділянки мережі;  $j \in \Pi g$  всіх ділянок  $j$ , які лежать на шляху живлення  $g$  - го вузла навантаження з ДРГ у лівій частині контуру;  $j \in \Pi f$  позначає, що під час підсумовування враховуються опори всіх ділянок  $j$ , які лежать на шляху живлення  $f$  - го вузла навантаження з ДРГ у правій частині контуру;  $I_{ch}$  - сумарне навантаження, яке переноситься з однієї частини контуру в іншу внаслідок зміни місця його розмикання;  $R_{\Sigma}$  - сумарний опір ділянок еквівалентного контуру.

Очевидно, що подібні (2.12) - (2.17) вирази можуть бути отримані і для ситуації, коли точка розмикання контуру переміщується у протилежний бік.

При цьому важливо відзначити, що всі параметри, що беруть участь у даних розрахунках, визначаються в реальному часі в процесі моніторингу значень навантажень вузлів та вихідної потужності ЛДЕ.

У той же час, як уже вказувалося вище, для прийняття рішення щодо зміни місця розмикання контуру недостатньо самого факту доцільності реалізації такої дії відповідно до поточних параметрів режиму. Необхідно також оцінити той потенційний економічний ефект, що оцінюється величиною додаткового зниження втрат ЕЕ, який може бути отриманий.

## **2.4 Техніко-економічна оцінка ефективності використання індикативного показника**

У процесі розробки відповідної методології керування режимами РМ за рахунок оптимального розміщення та використання дистанційно керованих КА виникає принципове завдання визначення техніко-економічного ефекту від їх упровадження з метою зниження втрат ЕЕ. Важливим моментом даного дослідження є необхідність урахування наступних факторів:

- поступове зростання ціни ЕЕ, а відповідно і вартості її втрат упродовж розрахункового періоду;
- зміна вартості грошей у часі;
- комутаційний ресурс дистанційно-керованих КА;
- різні сценарії заміни КА, кожний з яких визначає певний обсяг необхідних інвестицій;
- можливу зміну обсягів та режиму електроспоживання і генерації з боку ЛДЕ, що визначає певну зміну режимів розподільної лінії, а відповідно і втрат ЕЕ упродовж розрахункового періоду.

Варто підкреслити, що низка перерахованих вище факторів важко піддаються формальному врахуванню і носять невизначений характер, що вимагає використання відповідних методів і процедур техніко-економічного аналізу.

Капітальні витрати, які в переважній більшості здійснюються протягом

одного року, можуть включати як додаткову вартість обладнання, що забезпечує дистанційне керування окремими вимикачами, так і повну вартість вимикачів з дистанційним керуванням, з урахуванням у загальному випадку ліквідної вартості обладнання, що демонтується. У різному обсязі враховуються витрати на створення адекватного інформаційного забезпечення та каналів телеуправління.

Формально прийняття будь-якого інноваційного технічного рішення потребує відповідного техніко-економічного обґрунтування. У даному випадку вирішити подібне завдання, та ще й з урахуванням фактору часу досить складно. Справа в тому, що при орієнтації практично на будь-який з економічних показників, що використовуються для даної мети, складно попередньо визначити життєвий цикл проєкту, який залежить від комутаційного ресурсу вимикачів і, таким чином, визначатиметься інтенсивністю їх використання. Тому в даній роботі пропонується декілька підходів (рис. 2.12) до проведення техніко-економічного розрахунку та оцінки комутаційного ресурсу КА.



Рис. 2.12 – Варіанти для проведення техніко-економічного розрахунку.

У випадку визначення допустимої кількості комутацій за добу можна орієнтуватися на наступний підхід для економічної оцінки проєкту, що дозволить сформулювати стратегію використання дистанційно керованих КА.

Експертним шляхом визначається гранично допустима кількість добових комутацій ( $n_c$ ) або бажаний життєвий цикл проєкту ( $T$ ). Дані характеристики, безперечно, дозволяють орієнтовно оцінити або час експлуатації КА ( $T = \frac{N_c}{n_c}$ , де  $N_c$  - комутаційний ресурс вимикача), або умовно

допустима кількість добових комутацій ( $n_c = \frac{N_c}{T}$ ).

У простішому випадку, якщо припустити, що комутаційний ресурс дистанційно керованого вимикача становить  $N_c$  [184], а  $T$  є бажаний життєвий цикл проєкту, то орієнтовно гранично допустиму кількість добових спрацювань ДКА можливо визначити наступним чином.

$$n_c = \frac{N_c}{T},$$

де  $N_c$  - комутаційний ресурс вимикача;

$T$  - бажаний життєвий цикл проєкту.

$$n_c = \frac{30\,000}{20 \cdot 365} \approx 4 \text{ комутацій за добу.}$$

Наступною заданою характеристикою є бажаний з точки зору особи, що приймає рішення (ОПР), термін окупності проєкту ( $T_o$ ). Даний показник дає можливість орієнтовно оцінити мінімальний ефект від додаткового зниження витрат ЕЕ, при якому доцільно здійснювати комутації з урахуванням заданих умов.

У загальному випадку термін окупності визначається як  $T = \frac{K}{C}$ , де  $K$  – витрати на реалізацію проєкту,  $C$  – прибуток, який отримується після реалізації проєкту. У разі врахування фактору часу дисконтований термін окупності знаходять з умов:

$$T_o = -K_o + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+i)^t} \geq 0, \quad (2.18)$$

де  $K_o$  – одноразові капітальні вкладення,  $C_t$  - грошовий потік у період часу  $t$ ,  $i$  – коефіцієнт дисконтування.

Наведений вираз дозволяє сформулювати умову, на підставі якої можна для заданого терміну окупності інвестиційного проєкту та інтенсивності використання комутаційного ресурсу вимикачів оцінити мінімальний рівень додаткового зниження витрат ЕЕ, який економічно обґрунтовує доцільність реалізації відповідної комутаційної операції.

На підставі (2.18) можна записати:

$$T_o = -K_o - \sum_{t=1}^{T_o} \frac{C_{ot}}{(1+i)^t} + \sum_{t=1}^{T_o} \frac{C_{At}}{(1+i)^t}, \quad (2.19)$$

де  $C_{ot}$  - експлуатаційні витрати на  $t$  - ому році;  $C_{At}$  - вигода, що отримується за рахунок додаткового зниження втрат енергії на  $t$  - ому році.

При цьому величину  $C_A$  можна визначити так:

$$C_A = c_{\Delta A} \cdot \sum_{j=1}^J \delta(\Delta P)_j \cdot \Delta t_j \quad (2.20)$$

де  $\delta(\Delta P)$  - додаткове зниження втрат потужності на  $j$  - ому інтервалі часу тривалістю  $\Delta t$ ;  $J$  - кількість часових інтервалів в одному циклі зміни стану КА;  $C_{\Delta A}$  - вартість втрат ЕЕ.

Таким чином, можна записати, що в загальному випадку:

$$C_A = c_{\Delta A} \cdot \delta(\Delta A) = c_{\Delta A} \cdot \delta(\Delta P) \cdot \Delta t.$$

Якщо припустити, що  $C_A$  відповідає умовному прибутку, що отримується за рахунок додаткового зниження втрат ЕЕ за один цикл зміни топології мережі, допустима кількість добових змін топології (спрацьовувань дистанційно керованих КА) становить  $n_k$  та подібні операції планується здійснювати щодня, то умовний річний прибуток (за рік  $t$ ) складе:

$$C_{At} = 365 \cdot n_k \cdot c_{\Delta A} \cdot \delta(\Delta A). \quad (2.21)$$

Прийнявши умову, що проєкт має обов'язково окупитися за встановлений період часу  $T_o$ , на основі (2.18) - (2.21) отримаємо:

$$\sum_{t=1}^{T_o} \frac{k_{\Sigma} \cdot c_{\Delta A} \cdot \delta(\Delta A)}{(1+i)^t} = \frac{K_o + \sum_{t=1}^{T_o} \frac{C_{ot}}{(1+i)^t}}{T_o}, \quad (2.22)$$

де  $k_{\Sigma} = 365 \cdot n_k$ .

Звідси шляхом нескладних перетворень можна визначити мінімальний рівень додаткового зниження втрат енергії для кожного циклу зміни місця розмикання контуру, при якому реалізація даної комутаційної операції є економічно обґрунтованою:

$$\delta(\Delta A) = \frac{K_o + \sum_{t=1}^{T_o} \frac{C_{ot}}{(1+i)^t}}{T_o \cdot k_{\Sigma} \cdot \sum_{t=1}^{T_o} \frac{c_{\Delta A}}{(1+i)^t}}. \quad (2.23)$$

Використання даного показника можна також поєднати з використанням сценарного підходу [176], що дозволить урахувати особливості можливих варіантів технічних рішень щодо використання дистанційно-керованих КА з метою мінімізації втрат ЕЕ та зовнішніх умов, за яких ці рішення будуть прийматися.

Різниця між можливими сценаріями, наприклад, полягає в обсязі необхідних початкових інвестицій, динаміці зміни вартості ЕЕ а відповідно і її втрат, темпах річного зростання електроспоживання (опосередковано і її втрат). Розглянемо наступні складові, які можливо використати для формування різноманітних сценаріїв (рис. 2.13):

1) заміна двох працездатних типових КА з ручними приводами на два сучасні КА з можливістю дистанційного керування;

2) заміна двох КА з ручними приводами, які майже вичерпали свій ресурс і вимагають заміни, на два сучасні КА з можливістю дистанційного керування;

3) оснащення двох КА додатковим обладнанням з метою забезпечення можливості дистанційного керування;



- 4) вартість ЕЕ щорічно зростає на 1%;
- 5) вартість ЕЕ зростає кожні три роки на 5%;
- 6) вартість ЕЕ кожні 5 років зростає на 10%;
- 7) споживання ЕЕ щорічно зростає на 1%;
- 8) споживання ЕЕ щорічно зростає на 2%;
- 9) споживання ЕЕ щорічно зростає на 3%.

### Розрахунок сценарним підходом



Рис. 2.13 – Складові формування сценаріїв для техніко-економічного обґрунтування доцільності використання КА з дистанційним керуванням.

Вочевидь, при реалізації сценарного підходу можливе врахування і додаткових факторів, наприклад, розглядаючи використання КА від різних заводів-виробників, так як на сьогодні на ринку КА ціна на одиницю продукції з можливістю ДК варіюється в діапазоні 300-360 тис.грн. [183]. Також у КА від вітчизняних заводів-виробників дистанційне керування забезпечується прокладанням каналу зв'язку, що передбачає додаткові витрати на оплату праці та закупку матеріалів. У КА від закордонних виробників зв'язок з диспетчером працює через GSM канал.

У витратах на встановлення вимикачів навантаження можуть враховуватися всі грошові витрати виробничого призначення, в тому числі вартість будівельних і монтажних робіт, обладнання, механізмів та інвентарю, а також інші витрати, в які входять також транспортні витрати. У загальному

випадку витрати на капітальний ремонт і реконструкцію ЕМ, або їх елементів, визначаються за формулою:

$$K = K_H + K_{\text{дм}} - K_L \quad (2.27)$$

де  $K_H$  - капітальні вкладення на будівництво та монтаж нового обладнання;

$K_{\text{дм}}$  - вартість демонтажу устаткування;

$K_L$  - ліквідна вартість демонтованого обладнання, яке може бути використано на інших об'єктах.

Що стосується показників, які характеризують зміну вартості ЕЕ та рівня її споживання, то їх конкретні кількісні показники для окремих сценаріїв можуть визначатися експертним шляхом із залученням фахівців відповідних операторів систем розподілу.

Подальший аналіз окремих сценаріїв здійснюється на підставі стандартних процедур інвестиційного аналізу.

Оцінювання економічної ефективності інвестиційного проєкту чи технічного рішення - відповідальний процес, у якому аналізують прямі і непрямі показники (рис. 2.14).



Рис. 2.14 – Перелік показників для оцінювання економічної ефективності проекту/заходу [147].

Одним з основних елементів економічного аналізу інвестиційного проекту є використання різних методів оцінки його ефективності. Узагальнимо основні характеристики кожного з показників у табличній формі.

Таблиця 2.1 – Характеристики показників ефективності інвестиційних проєктів.

Назва	Формула	Коротка характеристика
Простий строк окупності (PP)	$T_{ок} = \frac{K_0}{KF}$	Дає змогу визначити, який проміжок часу необхідний для того, щоб відшкодувати початкові інвестиції
Показник повернення інвестицій (ROI)	$ROI = \frac{B_{est} - C_{est}}{C_{est}} \cdot 100\%$	Даний показник, який показує, наскільки конкретний проєкт приносить прибуток від використання капіталу
Дисконтований термін окупності (DPP)	$DPP = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \geq I_0$	Дає змогу визначити, який проміжок часу необхідний для того, щоб відшкодувати початкові інвестиції з урахуванням часу
Чиста теперішня вартість (NPV)	$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+r)^t}$	Дає змогу отримати абсолютну величину ефекту від реалізації проєкту

Оскільки жоден з проаналізованих вище показників економічної ефективності не має беззаперечних переваг, аналіз окремих сценаріїв пропонується здійснювати з одночасним використанням декількох з них.

Показники ROI, DPP, NPV можуть бути використані при прийнятті рішень щодо вибору вирішального варіанту інвестиційного проєкту, пов'язаного з упровадженням та використанням дистанційно керованих КА. Досягнення економічного ефекту від упровадження динамічного керування досягається за рахунок:

- 1) ефективного керування режимами роботи РМ та зменшенню втрат енергії в режимі реального часу;
- 2) встановлення нових КА для виконання керування впливає на підвищення надійності та уникнення недовідпуску ЕЕ;
- 3) економії витрат на ремонт та обслуговування обладнання, яке підлягає заміні;
- 4) ефективного використання зворотних матеріалів.

У той же час необхідно підкреслити, що сценарний метод аналізу є надзвичайно трудомістким, потребує залучення низки показників, які важко об'єктивно оцінити у кількісній формі, і тому може бути рекомендований лише як попередній етап відбору найбільш привабливих варіантів, відповідних контурів РМ, з точки зору доцільності використання в них дистанційно керованих КА. Але вибір конкретних проєктів потребує додаткового розгляду відібраних варіантів із залученням аналізу можливих режимів їхньої роботи з метою більш аргументованого обґрунтування принаймні потенційної ефективності використання відповідних КА.

## **Висновки**

1. Показано, що за теперішніх умов функціонування РМ та тенденції до зростання кількості ЛДЕ важливою задачею є динамічне керування режимами роботи РМ у режимі реального часу.

2. Установлено, що для оперативного прийняття рішень щодо зміни топології РМ необхідно розробити техніку для швидкого оцінювання параметрів режиму роботи мережі.

3. Розроблено індикативний показник для експрес-визначення доцільності зміни топології мережі з метою мінімізації втрат енергії. Даний показник успішно використано як для спрощених мереж, побудованих за петлевим принципом, так і для складних РМ з кількома відгалуженнями та ЛДЕ.

4. Установлено, що при оцінці економічного ефекту неможливо точно встановити величину планованого додаткового зниження втрат енергії чи строк окупності, так як на дану величину впливають фактори невизначеності такі, як параметри режиму, вихідна потужність, графік електричного навантаження.

5. Розроблено три варіанти оцінки економічного ефекту від упровадження технічного заходу. Сценарний підхід, який дозволяє розглянути можливі варіанти заміни обладнання з використання чотирьох показників оцінки ефективності заходу, таких, як РВ, DPP, NPV, ROI. Оцінка шляхом визначення добової допустимої кількості спрацювань дистанційно-керованого КА.

## РОЗДІЛ 3

### ПРОГНОЗУВАННЯ РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ В УМОВАХ ДИНАМІЧНОГО КЕРУВАННЯ

#### 3.1 Особливості прогнозування електричних навантажень та параметрів локальних джерел енергії при вирішенні задач динамічного керування режимами розподільних мереж

Уважається, що керування у реальному часі є найраціональнішим шляхом забезпечення оптимальності режимів у сучасних системах розподілу ЕЕ в умовах постійного зростання обсягу інтегрованих до них ЛДЕ, систем її накопичення, зарядних станцій електромобілів, які всі характеризуються мінливістю та високим рівнем невизначеності режимів роботи.

Дійсно, у таких випадках оперативне прийняття та своєчасна реалізація певних керуючих впливів має забезпечити стійку, надійну та ефективну роботу зазначених систем. Таке рішення було б обґрунтованим, якби існуючі РМ були б у достатній мірі оснащені технічними засобами, здатними реалізовувати керуючі дії без жодних обмежень.

У той же час сьогодні основні дії, пов'язані з керуванням режимами РМ, реалізуються за допомогою існуючих комутаційних пристроїв з обмеженим ресурсом їхнього спрацювання. Це стосується як питань керування потокорозподілом, так і регулювання напругою на трансформаторах з РПН або потужністю засобів компенсації реактивної потужності і багато інших. В усіх зазначених випадках керування поки що здебільш здійснюється з використанням традиційних електромеханічних пристроїв. Тому відповідна безумовна реакція регулюючих пристроїв на будь-яке збурення в ЕМ не може бути реалізована миттєво, у динамічному режимі, з точки зору економічної доцільності.

Тому у зазначених випадках попередньо виникає завдання прийняття рішення щодо реалізації відповідної керуючої дії, а потім прогнозування глибини та тривалості будь-якого збурення.

Складається враження, що вирішення цього завдання не становить складності, враховуючи існуюче різноманіття методів прогнозування як електричних навантажень, так і значень вихідної потужності ЛДЕ. Але в процесі відбору відповідних методів прогнозування, які можуть бути застосовані у кожній конкретній ситуації, дуже важливим є врахування специфіки їхнього застосування, а саме тих особливостей, які притаманні об'єктам на рівні систем розподілу ЕЕ з метою визначення конкретного методу, що забезпечить мінімальну похибку.

По-перше, необхідно враховувати, що основними джерелами збурень є відносно невеликі, але розподілені по великій території локальні енергетичні ресурси, кожен з яких має певну особливість функціонування, що ускладнює можливість використання узагальненої інформації.

По-друге, враховуючи існуюче інформаційне забезпечення на рівні систем розподілу ЕЕ, важко розраховувати на можливість накопичення та використання великих обсягів статистичних даних.

По-третє, необхідно забезпечити прийнятний рівень точності прогнозування.

По-четверте, важко припустити, що один і той же метод прогнозування буде забезпечувати мінімальну похибку для усіх локацій навантажень та засобів РГ, а також для усіх періодів часу.

По-п'яте, при вирішенні зазначених завдань неможливо орієнтуватися на найсучасніші технології отримання інформації, наприклад, локальних даних з метеорологічних супутників.

По-шосте, оскільки результати прогнозування передбачається використовувати при вирішенні задач динамічного керування режимами, важливим фактором є час (швидкодія) відповідних процедур.

Враховуючи все вищезазначене, в дисертаційній роботі ставиться завдання розробки адаптивної моделі прогнозування (з одночасним використанням декількох методів, що дасть змогу в кожній конкретній ситуації використовувати саме той метод, який на поточний момент має мінімальну

похибку), орієнтованого не тільки на визначення з певним кроком випередження точкових значень параметрів, що прогнозуються, але також і оцінку динаміки їх зміни у часі.

У наступних підрозділах здійснено огляд та аналіз найбільш поширених сьогодні на практиці методів прогнозування з метою визначення певних груп, які доцільно використати при реалізації адаптивного прогнозування окремо для навантажень вузлів РМ та найбільш поширених ЛДЕ, таких, як фотоелектричні та вітрові електричної станції (ВЕС).

### 3.2 Аналіз методів прогнозування електричного навантаження

На даний час існує велика кількість математичних моделей і методів прогнозування часових рядів електричного навантаження (ЕН). Появі такого розмаїття послугувала відсутність «універсальної» математичної моделі, яка б описувала процес електроспоживання для різних об'єктів з достатньою адекватністю. Створення такої загальної моделі майже неможливе через необхідність врахування великої низки умов і факторів, які впливають на електропостачання (ЕП), що тягне за собою надзвичайну її складність і незручність у використанні.

З точки зору часового горизонту, прогнозування ЕН підрозділяється на чотири категорії [57], [70]:

- довгострокове прогнозування на період від одного року;
- середньострокове прогнозування на період від одного місяця до одного року;
- короткострокове прогнозування навантаження на період від однієї доби до декількох тижнів;
- оперативне прогнозування - від хвилин до декількох годин.

Прогнозування ЕН - досить складна задача. По-перше, тому що ряди ЕН складні і містять декілька рівнів сезонності. По-друге, існує багато важливих екзогенних змінних, які повинні бути враховані при прогнозуванні, особливо це змінні, пов'язані з метеорологічними факторами [175].



Прогнозування ЕН здійснюється за допомогою різних методів, заснованих на аналізі ретроспективної динаміки електроспоживання і діючих на нього факторів, на виявленні статистичного зв'язку між ознаками і з використанням різного математичного апарату методів і програмних засобів [175].

Процес електроспоживання в енергосистемі характеризується графіками електричного навантаження (ГЕН)  $P(t)$ . ГЕН відносяться до класу нестационарних випадкових процесів, усі реалізації яких мають загальний майже періодичний детермінований тренд [57], [70], [182]. Випадковість процесу визначається в основному змінами в режимах роботи споживачів, ЛДЕ або УЗЕ, погодних умов або різних соціальних процесів [182]. Періодичність обумовлена повторюваним характером споживання енергії з періодами рівними добі, тижню, місяцю, року. Добовий графік електричного навантаження (ДГЕН) енергосистеми і енергооб'єднання має, як правило, характерну форму і при цьому виділяють два яскраво виражених піка, або максимуму, - ранковий та вечірній. Між піками знаходиться зона спаду, близько середини дня, і більш глибоке зниження має місце у продовж нічних годин. Добовий графік чітко поділяється на постійну та змінну частини: перша відповідає мінімальному навантаженню; друга являє собою всю площу графіка, розташовану вище мінімального навантаження (рис. 3.1).

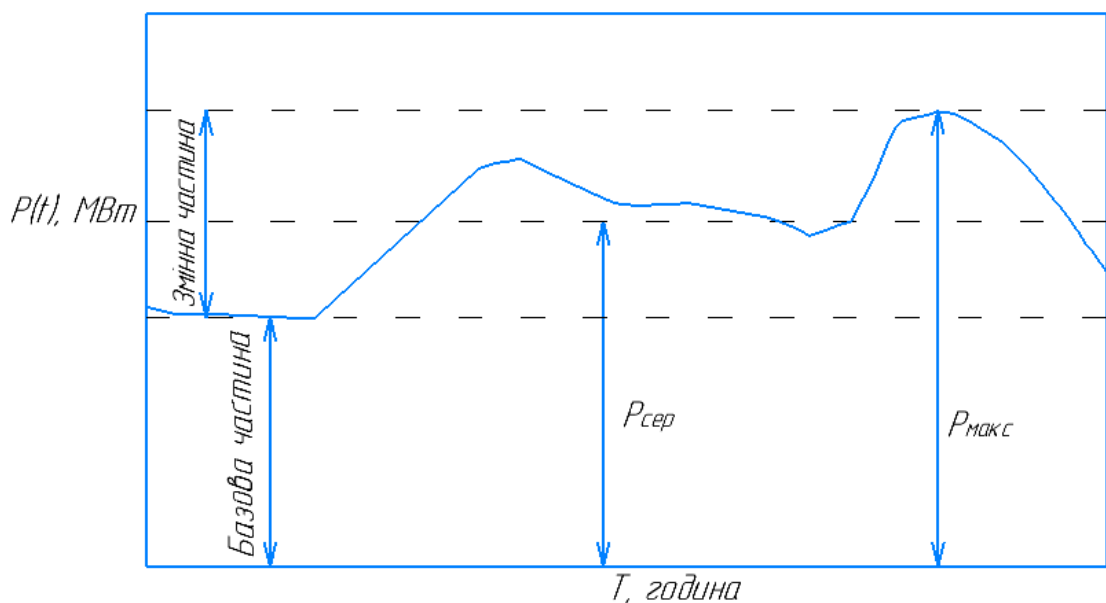


Рис. 3.1– Характерна форма та характеристики ДГЕН енергосистеми та енергооб'єднання.

Часовий ряд електроспоживання  $A(t)$  складається з декількох складових: регулярної, або тренда, і нерегулярною, або випадкового компонента. Розглядаючи тренд, як часовий ряд, у ньому виділяють [35], [139]:

- стійку складову, яка має незначний вплив до різких у часі змін;
- сезонну складову, пов'язану з наявністю факторів, що діють циклічно із заздалегідь відомою періодичністю;
- циклічну складову, яка описує тривалі періоди відносного підйому і спаду та складається з циклів змінної тривалості й амплітуди.

Вибір методу прогнозування здебільшого залежить від типу ретроспективних даних та мети.

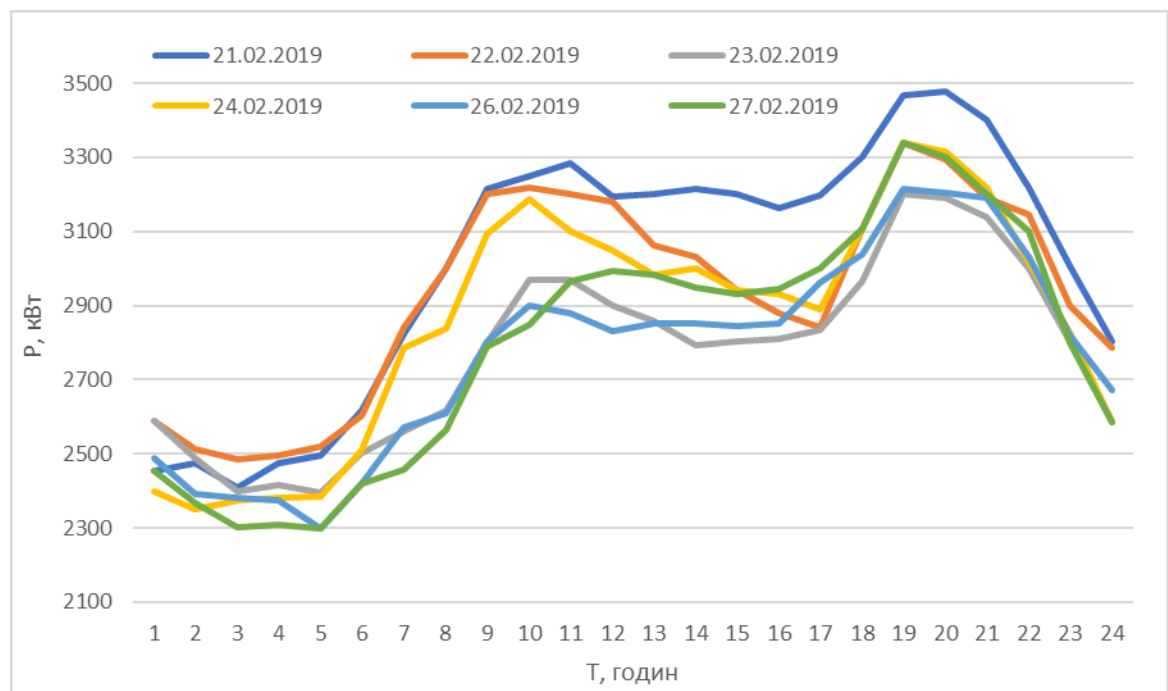


Рис. 3.2 – Графіки навантаження різних днів тижня РМ.

Наприклад, на ДГЕН, наведеному на рис. 3.2, можна виділити наступні характерні дні: робочий день (21.02.19 р); передсвятковий день (22.02.19 р), у якому тривалість робочого дня скорочено на одну годину; святковий день (23.02.19); післясвятковий день (24.02.19 р); вихідні дні (26-27.02.19 р). У порівнянні з робочим днем у передсвяткового і післясвяткового днів явно знижений увесь графік навантаження, а напередодні, або післясвяткового і

вихідних днів, також відсутня складова ранкового максимуму. ДГЕН в частині вечірніх годин має більші великі значення споживаної потужності в робочі дні, ніж у вихідні.

Істотними є відмінності ДГЕН, що відносяться до різних сезонів року. При цьому в якості факторів, що впливають на форму ДГЕН, можна розглядати зміну температури повітря та природної освітленості, тривалість світлого часу доби та ін. [72]. Зазначимо, що при аналізі споживання електричної енергії в диспетчерському управлінні використовують типові ДГЕН робочих днів зимового і літнього максимуму навантажень.

Усі перераховані характеристики й особливості ДГЕН необхідно враховувати при прогнозуванні ЕН. Існуючі підходи до прогнозування навантажень у вузлах РМ визначаються в першу чергу рівнем інформаційної забезпеченості, а саме - достатністю і достовірністю телеметричних вимірювань режимних параметрів. На практиці у зарубіжних електроенергетичних систем, де є достатня ретроспективна інформація прогнозування сумарних навантажень ЕЕС, отримана точність прогнозування оцінюється у порівнянні з точністю вимірювання навантажень підстанцій і є цілком достатньою при плануванні режимів [175].

Від того, який математичний апарат застосовується і яке цільове спрямування, класичні методи прогнозування навантаження можна розділити на наступні категорії [175], [57], [30], [130], [73], [121]:

- статистичні;
- авторегресійні;
- ансамблеві;
- машинне навчання;
- глибокого навчання.

Регресійний аналіз є одним з найбільш широко використовуваних статистичних методів. Методи регресії зазвичай використовуються для моделювання взаємозв'язків електроспоживання з іншими факторами, такими, як погодні (температура, вологість, швидкість і напрям вітру та ін.), тип дня і

клас споживачів. У той же час, наприклад, алгоритм лінійної регресії для динамічного процесу з нелінійними зв'язками з метеофакторами не може впоратися із завданням точного прогнозу [97], [24], [67].

В [97] автори представили використання методу багатфакторної регресії для прогнозування погодинного ЕН для однієї з провінцій Індонезії. Дані розділені на дві частини в залежності від сезону року, оскільки в даному регіоні спостерігається два характерних сезони - без опадів та сезон дощу. Прогнозування виконується у межах доби, тому дані розділені на три інтервали в межах доби. Була розрахована середня відсоткова похибка, для сезону без опадів – 3,52%, для сезону дощу – 4,34%. У [24] представлена модель прогнозування ЕН на дві години вперед з використанням методу багатфакторної регресії. У даному дослідженні прогнозування виконується з метою керування навантаженням у години його піку. У [67] представлена модель прогнозування ЕН на годину вперед також з використанням багатфакторної регресії. Даний метод автори порівнювали з нейронними мережами, нечіткою логікою та еволюційним алгоритмом.

Моделі багатфакторної регресії для короткострокового прогнозування навантаження порівняно легкі в застосуванні. Їх недоліком є те, що адекватність вихідних даних суттєво впливає на похибку прогнозування.

Експоненціальне згладжування - один із класичних методів, що використовується для прогнозування навантаження. Загалом існують три види методів експоненціального згладжування: одинарне згладжування (ОЕЗ), подвійне експоненціальне згладжування (ПЕЗ) та потрійне експоненціальне згладжування (метод Хольта-Вінтерса) [2]. З іншого боку, моделі ПЕЗ, які особливо використовуються в економічних дослідженнях, дозволяють прогнозувати значення з урахуванням тенденції, які присутні у часових рядах. Нарешті, метод Хольта-Вінтерса має два можливі режими обчислення - адитивний та мультиплікативний. Адитивна модель використовується, якщо вихідні дані демонструють стабільні сезонні коливання, і, навпаки, мультиплікативні моделі використовуються, коли вихідні дані відображають

значні сезонні коливання [2]. ОЕЗ, ПЕЗ та метод Хольта-Вінтерса використовують для прогнозування ЕН у [134], [101], де середня відсоткова похибка складає 4.49%.

До переваг даного класу методів можна віднести простоту реалізації та прозорість розрахунків. До недоліків – надто сильне згладжування даних. Модель рекомендується для використання у процесі короткострокового прогнозу.

Авторегресійні методи часових рядів базуються на припущенні, що ретроспективні дані мають деяку внутрішню структуру, наприклад, автокореляції, тенденції або сезонні зміни. Методи часових рядів дозволяють виявляти і досліджувати таку внутрішню структуру, і вони використовувалися протягом багатьох десятиліть у таких областях, як економіка, цифрова обробка сигналів, а також при прогнозуванні ЕН [94], [175]. Зокрема, під час прогнозування ЕН моделі ARMA (авторегресія ковзного середнього), ARIMA (інтегрована авторегресія ковзного середнього) і ARIMAX (модель авторегресії та ковзного середнього з екзогенними змінними) є найбільш часто використовуваними класичними методами часових рядів. Моделі ARMA зазвичай використовуються для стаціонарних процесів, у той час як ARIMA є розвитком ARMA для нестаціонарних процесів. ARMA і ARIMA використовують час і навантаження в якості єдиних вхідних параметрів. Оскільки навантаження, як правило, залежить від погоди і часу доби, тобто від зовнішніх факторів, то модель ARIMAX є найбільш пристосованим інструментом для прогнозування ЕН серед класичних моделей часових рядів з можливістю врахування деяких факторів [175]. Fan і McDonald в [68], а також Cho та ін. в [96] описали реалізацію моделей ARIMAX для прогнозування ЕН. Yang та ін. в [59] використовували еволюційний алгоритм для ідентифікації параметрів ARMAX моделі для прогнозування погодинного навантаження на інтервалі від одного дня до одного тижня, причому середня відсоткова похибка не перевищувала 3%. У статті [58] пропонується нова самоорганізована модель нечіткої авторегресійної ковзної середньої з

екзогенними вхідними змінними (FARMAX) для погодинного прогнозування навантаження енергосистем на добу вперед при середній відсотковій похибці 3,66%.

Ще однією перевагою цих методів є формалізована і найбільш докладно розроблена методика, виходячи з якої можна підібрати модель, найбільш відповідну до кожного конкретного часового ряду. Один з явних недоліків моделей полягає у необхідній кількості спостережень рядів споживання: для побудови адекватної моделі ARIMA потрібно не менше 40 спостережень. Другим серйозним недоліком є неадаптивність моделей авторегресії: при отриманні нових даних модель потрібно періодично перебудовувати. Третій недолік полягає в тому, що побудова задовільної моделі ARIMA вимагає великих витрат ресурсів і часу, що є принциповим фактором при вирішенні задачі динамічного керування у реальному часі, яка розглядається у даній роботі.

Фільтр Калмана широко використовується для прогнозування ЕН. Алгоритм включає два етапи: на першому етапі виконується екстраполяція значення змінних стану, на другому етапі, за даними вимірювання, отриманими з деякою похибкою, уточнюється результат екстраполяції. Фільтр Калмана має певну похибку, на яку може впливати велика кількість зовнішніх і внутрішніх факторів. У статтях [49], [81] представлено застосування методу фільтра Калмана для короткострокового прогнозування ЕН комунальної ЕМ, де величина похибки прогнозування не перевищує 15%.

У статті [141] для зменшення похибки прогнозування запропоновано попереднє групування графіків ЕН в залежності від значень їхнього коефіцієнта форми. Згідно запропонованого способу проаналізовані дані піддаються вейвлет-перетворенню для використання особливостей взаємопов'язаності вейвлет-коефіцієнтів. За рахунок запропонованого підходу середня відсоткова похибка прогнозування не перевищує 10%. Для підвищення ефективності запропонованих прогнозних моделей вейвлет-перетворення використовувався еволюційний алгоритм, була застосована

вибірка фактичного навантаження і погодні дані для енергосистеми Тайваню. Для порівняння запропоновану модель було порівняно зі штучною нейронною мережею (ШНМ) для короткострокового прогнозування ЕН з використанням алгоритму навчання зі зворотнім зв'язком. Порівняння показало, що використання вейвлет-перетворення може давати більш точні результати прогнозування і більш високу швидкість навчання [23]. Метод вейвлет-перетворень часових рядів був запропонований для прогнозування електроспоживання у [19].

Моделі короткострокового прогнозування ЕН, засновані на вейвлет-перетвореннях часових рядів електроспоживання і метеофакторів, також часто використовуються для підвищення продуктивності традиційних ШНМ [140].

Теорія нечіткої логіки підходить для опису широкого класу невизначеності, і в той же час вона має потужну здатність нелінійного відображення, яке може бути отримано з великої кількості даних. Системи нечіткого виводу є продовженням експертних систем [123]. На їх основі створюються оптимальні структури спрощеного нечіткого виведення, які мінімізують похибку моделі для того щоб зрозуміти нелінійну поведінку навантажень на невеликих інтервалах часу. Однак системи нечіткого виведення потребують досвіду експертів для генерації нечітких правил. У роботах [105], [62] представлена методологія розробки нечіткої логічної моделі для короткострокового прогнозування ЕН, де повідомляється, що середня відсоткова похибка не перевищує 12%.

Перевагою використання нечіткої логіки у процесі прогнозування є те, що даний підхід дозволяє врахувати невизначеність вихідної інформації. Недоліком є те, що необхідний певний досвід при формуванні нечітких правил, тим паче, що для кожної окремої моделі необхідно розробляти свої правила, що ускладнює та сповільнює процес розрахунку.

Використанню Байєсовського підходу присвячені, наприклад, роботи [95], [31], [125]. У роботі [35] розроблено модель Байєса для прогнозування попиту на ЕЕ із застосуванням оцінки експерта, яка дозволила використати

короткі часові ряди ретроспективних даних споживання ЕЕ та врахувати невизначеність соціального фактора впливу пандемії у процесі формування попиту на ЕЕ. Експериментальні розрахунки продемонстрували, що середня відсоткова похибка не перевищує 5%. До переваг використання даного підходу при вирішенні задачі прогнозування попиту можна віднести [35]:

- можливість уключити ретроспективні дані відносно попиту і попередньо сформувані умови для подальшого аналізу, а коли з'являється нова інформація щодо попиту, попередній апостеріорний розподіл можна використовувати як апріорний;

- даний метод рекомендується використовувати при малих вибірках даних та у випадках, коли має місце невизначеність.

До недоліків можна віднести:

- об'ємність розрахунків;

- відсутність обґрунтованого способу визначення пріора.

Метод опорних векторів (SVM), запропонований в роботі В. Н. Вапніка в 1995 році [20], є одним з найбільш популярних методів навчання по прецедентах. У [20] використовували SVM для прогнозування навантаження громадських будівель на наступний день. Hong [135] поєднав SVM з імунним алгоритмом для прогнозування ЕН. Повідомляється, що середня відсоткова похибка не перевищує 3%. Автори в [122] використали SVM на основі оптимізації рою часток у цілях короткострокового прогнозування ЕН. У пошукових системах також виявлено багато інших статей, що стосуються прогнозування ЕН з використанням SVM. Головною метою більшості авторів була розробка ефективних алгоритмів для відповідного налаштування та регулювання параметрів SVM.

До переваг використання даного методу можна віднести те, що він ефективний при використанні вибірок з великою кількістю спостережень. З недоліків можна зазначити, що викиди у вихідних даних безпосередньо впливають на похибку прогнозування.



Генетичні алгоритми (ГА) - це еволюційний алгоритм пошуку, що використовується для вирішення задач оптимізації і моделювання [155], зокрема, прогнозуванні ЕН. Саме ГА часто підходять для нелінійних систем з метою вибору параметрів моделі [77]. Наприклад, у [138] ГА був застосований для пошуку оптимальних параметрів моделі ARIMA, де середня відсоткова похибка не перевищувала 3,5%. З метою прогнозування ЕН у роботі [114] застосували ГА для розробки моделі прогнозування навантаження на основі нейронних мереж з середньою відсотковою похибкою, яка складала 3%. В [8] використовували метод зворотного розповсюдження похибки на основі ГА для ефективного прогнозування ЕН. [51] представлено метод оперативного прогнозування навантаження за допомогою декартового генетичного програмування нейронної мережі. Також шляхи використання ГА для зменшення похибки прогнозування ЕН показано у роботах [46], [63].

ШНМ була відкрита в 1990 році Уореном Мак-Каллоком та Уолтером Піттсом як альтернативний механізм прогнозування часових рядів. Нейронні мережі, по суті, це нелінійні функції, які мають здатність виконання апроксимації нелінійних залежностей [159]. Перевагою технології нейронних мереж є інтелектуальна обробка даних, яка може імітувати роботу людського мозку. Недоліком є те, що процес навчання є відносно повільним і не гарантує низьку похибку прогнозування цільового параметра. Крім цього, визначення оптимального набору вхідних змінних і розміри прихованих шарів слід вибирати, спираючись на існуючий практичний досвід. При застосуванні нейронної мережі з метою прогнозування необхідно вирішити такі завдання: вибрати архітектуру нейронної мережі; визначити кількість зв'язків; прийняти рішення щодо використання двобічного або односпрямованого зв'язку [127]. Найпопулярнішою архітектурою ШНМ для прогнозування ЕН є архітектура зворотного поширення похибки [145]. Papalexoroulos та ін. в [3] розробили і впровадили багаторівневу прямолінійну тришарову ШНМ для короткострокового прогнозування ЕН. У цій моделі використовуються три типи змінних у якості вхідних даних нейронної мережі: входи пов'язані з

порою року, входи пов'язані з погодою і з ретроспективними навантаженнями. Похибка прогнозування не перевищує 3%. Khotanzad та ін. [9] описали модель ШНМ для прогнозування навантаження, яка заснована на кількох стратегіях, що відображають різні тенденції зміни даних. В основі прогнозової моделі використовується багаточаровий персептрон, який навчають за алгоритмом зворотного поширення похибки. Chen та ін. В [26] розробили тришарову прямолінійну модель нейронної мережі, в якій при навчанні також використовувався алгоритм зворотного поширення похибки. Їх ШНМ додатково розглядає ціну на ЕЕ в якості однієї з основних характеристик енергосистеми, і середня відсоткова похибка прогнозування складає близько 2%. У багатьох опублікованих дослідженнях використовують ШНМ в поєднанні з іншими методами прогнозування, такими, як часові ряди і нечітка логіка [129].

Важливими перевагами нейромережевих моделей є адаптивність, масштабованість (паралельна структура ШНМ прискорює обчислення) і однаковість їх аналізу та проектування.

При цьому недоліками ШНМ є відсутність прозорості моделювання, складність вибору архітектури, високі вимоги до несуперечності навчальної вибірки, складність вибору алгоритму навчання і трудомісткий процес їх навчання.

Ансамблеві методи - це парадигма машинного навчання, де кілька моделей (так званих «слабких учнів») навчаються для вирішення однієї і тієї ж задачі, і потім вони об'єднуються для отримання кращого результату. Розглядають декілька основних типів мета-алгоритмів, які спрямовані на об'єднання слабких учнів, а саме: бустинг, беггінг та стекінг. Детальна інформація та опис цих мета-алгоритмів приведений у [112], [104], [17]. У дослідженні [47] застосовуються лінійна регресія (LR), метод опорних векторів (SVR) та метод градієнтного бустингу (GB), для коротко- та середньострокового прогнозування ЕН. Отримані результати показують, що зі збільшенням періоду прогнозування GB показує кращі результати, ніж SVR та

LR, де середня відсоткова похибка не перевищує 4%. Використання методу XGBoost, Adaboost, Random forest з метою прогнозування ЕН для подальшого керування роботи РМ у режимі реального часу з ДРГ представлено у роботі [151]. Також використання XGBoost з метою короткострокового прогнозування ЕН приведено в [110], [137], де стверджується, що середня відсоткова похибка не перевищує 1%. За цією методикою в статті [11] здійснюється короткостроковий прогноз навантаження, здатний визначити ЕН на наступні 24 години. У [66] пропонується нова схема поєднання моделей короткострокового прогнозування ЕН з використанням підходу стекінгу, який дозволяє більш точно прогнозувати цільову змінну.

Перевагами використання даного класу методів є масштабованість, за рахунок якої можлива швидка обробка надвеликих обсягів даних; швидкість і однозначність процесу навчання дерева, на відміну від ШНМ, а також можливість використовувати категоріальні зовнішні чинники.

Недоліками даних моделей є неоднозначність алгоритму побудови структури дерева, складність питання зупинки, тобто питання вчасного припинення побудови подальших розгалужень дерева рішень, відсутність однаковості їх аналізу та проектування.

Стислий аналіз принципів характеристик розглянутих методів прогнозування ЕН наведений у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Аналіз методів прогнозування ЕН.

Назва методу	Переваги	Недоліки	Похибка не перевищує, %	Посилання
Регресійні моделі та методи	1 Простота, гнучкість, прозорість моделювання.	1 Складність визначення функціональної залежності; 2 Трудомісткість знаходження коефіцієнтів; 3 Відсутність можливості моделювання	5	[97], [24], [67]

		нелінійних процесів; 4 Низька адаптивність.		
Експоненційне згладжування Метод Хольта Метод Хольта-Вінтерса	1 Простота, гнучкість, прозорість моделювання.	1 Обов'язкова наявність необхідного обсягу навчальної вибірки; 2 Накладення обмежень на поведінку часового ряду; 3 Неможливість прогнозування подій, що не спостерігалися раніше; 4 Необхідність наявності математичного опису процесів;	1,5	[2], [134], [101]
AR ARMA ARIMA ARMAX ARIMAX	1 Простота, прозорість моделювання; однаковість аналізу і проектування; 2 Безліч прикладів застосування.	1 Трудомісткість і ресурсомісткість ідентифікації моделей, велике число параметрів; 2 Неможливість моделювання нелінійностей; 3 Низька адаптивність.	6	[94], [68], [96], [59], [58]
Фільтр Калмана	1 Наявність зворотного зв'язку з даними	1 Реалізація підходу потребує великого обсягу обчислювальних витрат.	15	[49], [81]
Метод вейвлет-перетворення	1 Значні переваги перед конкуруючими методами, а саме дискретним перетворенням Фур'є.	1 Реалізація підходу потребує великого обсягу обчислювальних витрат.	10	[141], [23], [19], [140]
Теорія нечіткої логіки	1 Модель процесу у вигляді бази	1 Відсутність адаптивності. Набір нечітких правил і	12	[123], [105], [62]

	<p>нечітких правил</p> <p>2 Легкість модифікації моделі</p> <p>3 Оперування досвідом експерта</p>	<p>функцій приналежності формується безпосередньо експертом;</p> <p>2 Відсутність можливості навчання.</p>		
<p>Модель на основі Байєсівського підходу</p>	<p>1 Можливість включити ретроспективні дані попиту і сформулювати попередній розподіл для подальшого аналізу. Коли з'являються нова інформація щодо попиту, попередній апостеріорний розподіл можна використовувати як апріорний;</p> <p>2 також даний метод рекомендується використовувати при малих вибірках даних та у випадках, коли має місце невизначеність.</p>	<p>1 Об'ємність розрахунків;</p> <p>2 Відсутність обґрунтованого способу визначення пріора. Байєсівські методи вимагають навичок перекладу суб'єктивних апріорних переконань у математично сформульований апріорні.</p>	5	[35], [95], [31], [125]
<p>Метод опорних векторів</p>	<p>1 Найбільш швидкий метод знаходження вирішальних функцій;</p> <p>2 Більш ефективні</p>	<p>1 Метод чутливий до шумів і стандартизації даних;</p> <p>2 Побудова адекватного ядра спирається на апріорні знання про предметну</p>	3	[20], [135], [122]

	методи оптимізації; 3 Більш точна класифікація даних; 4 Можливість застосовувати інші підходи при різній варіації ядер; 5 Автоматичне визначення числа нейронів прихованого шару, яке дорівнює кількості опорних векторів.	область; 3 Необхідність підбирати керуючий параметр алгоритму. Повільне навчання; 5 Потрібна оптимізація параметрів моделі; 6 Мало параметрів для налаштування моделі.		
Генетичний алгоритм	1 Підхід дає можливість компенсувати недоліки одних моделей за допомогою інших і спрямований на підвищення точності прогнозування.	1 Складність і ресурсомісткість розробки моделі.	3-3,5	[155], [77], [138], [114], [8], [51], [46], [63]
ШНМ	1 Здатність до узагальнення, адаптації, оптимізації даних; 2 Можливість використання великої кількості вхідних змінних; 3 Здатність встановлювати нелінійні залежності;	1 Відсутність прозорості моделювання; 2 Складність вибору архітектури; 3 Високі вимоги до несуперечності навчальної вибірки; 4 Складність вибору алгоритму навчання і ресурсомісткість процесу; 5 Неможливість внести апріорні знання в мережу,	2-3	[159], [127], [145], [3], [9], [26], [129]

	4 Здатність виконувати паралельні обчислення.	модель будується у вигляді «чорного ящика»; 6 Неясність у виборі числа шарів і елементів у шарі; 7 Неможливість додавання нейронів у процесі самонавчання.		
Ансамблеві методи: Random forest XGBoost Gradient boosting AdaBoost	1 Масштабованість, здатність виконувати паралельні обчислення; 2 швидкість і простота процесу навчання; можливість враховувати категоріальні змінні.	1 неоднозначність алгоритму побудови дерева; складність питання зупинки.	1-4	[112], [104], [17], [47], [110], [137], [11], [66], [117], [65]

Важливим фактором є час реалізації методу прогнозування, так як від даного параметру наряду залежить ефективність динамічного керування режимами роботи РМ, тим паче, що керування проводиться у режимі реального часу. Найменший час реалізації у статистичних методів прогнозування та авторегресійних. Відносно маленький час реалізації у ансамблевих методів. Найбільший час реалізації у методів машинного та глибокого навчання [73].

Таблиця 3.2 – Порівняння методів прогнозування ЕН.

Назва	Врахування тренду	Прозорість	Здатність моделювати нелінійні процеси	Адаптивність	Гнучкість
Лінійна регресійна	+	+	-	-	+
Багатофакторна регресія	+	+	-	-	+
Експоненційне	-	+	+	+	-

згладжування					
Хольта-Вінтерса	+	+	+	+	-
Авторегресійна ковзного середнього	+	+	-	-	+
ARIMA	+	+	+	-	+
ARIMAX	+	+	+	-	+
Фільтр Калмана	+	-	+	-	-
Нечітка логіка	+	-	+	+	-
модель Байєса	+	-	+	+	-
Метод опорних векторів	+	-	+	+	+
ІННМ	+	-	+	+	+
XGBoost	+	-	+	+	+
Adaboost	+	-	+	+	+
Random forest	+	-	+	+	+

Для поставленої задачі динамічного керування режимами роботи РМ, враховуючи низку факторів, для прогнозування ЕН у вузлах РМ пропонується використовувати наступні методи: Хольта-Вінтерса, метод опорних векторів, нейронні мережі LSTM та XGBoost. На основі здійсненого бібліографічного аналізу є підстави стверджувати, що зазначені методи показали найкращі результати з точки зору точності прогнозування, гнучкості у використанні, швидкодії у порівнянні з іншими методами. Даний набір методів не є обов'язковим для використання і у процесі практичної реалізації адаптивного прогнозування можна використовувати інші за вибором особи, що приймає рішення.

### 3.3 Аналіз методів прогнозування вихідної потужності фотоелектричних систем

Розвиток ФЕС набирає все більшого темпу в енергосистемах багатьох країн [117]. Основними недоліками використання даного роду систем є невизначеність. Тобто вихідна потужність мінлива на всьому часовому горизонті використання даного ресурсу, що в свою чергу ускладнює процес прогнозування [65], [118]. Даний факт має негативний вплив на режими



роботи енергосистеми в цілому. Через це задача зменшення похибки прогнозування стає надважливою. Відповідно з ростом кількості опублікованих робіт прогнозування вихідної потужності ФЕС стало одним з найбільш поширених напрямків досліджень відновлюваної енергетики. В Україні частка ФЕС складає 5% від сукупної генерації [184].

Як правило, методи прогнозування сонячної активності залежать від горизонту прогнозування [184].

- Оперативний прогноз (прогноз на 3-4 години вперед);
- Короткострокове прогнозування (до семи днів уперед);
- Довгострокове прогнозування (тижні, місяці, роки).

Існує чотири основних класи методів для прогнозування потужності ФЕС: статистичні методи, ймовірнісні методи, фізичні методи та гібридні методи (поєднання різних методів, які відносяться до різних класів) [124]. Традиційні підходи фізичного моделювання зосереджені на вивченні еквівалентних схем фотоелементів з наступною побудовою залежності вихідної потужності від основних числових параметрів прогнозування погоди, включаючи температуру, вологість та глобальну радіацію серед інших [108]. Цей тип методів може бути застосований на різних часових горизонтах прогнозування вихідної потужності ФЕС. Однак фізичний метод передбачає складні розрахунки і вимагає детальні вихідні дані. Тому важко забезпечити стійкість моделей через різноманітність параметрів, притаманних різним електростанціям, що перешкоджає розвитку фізичного методу прогнозування їх вихідної потужності.

Фізичні методи, за якими закріпився термін Numerical weather prediction (NWP) – чисельне прогнозування погоди, базуються на вирішенні диференціальних рівнянь гідродинаміки, що описують атмосферні явища та відображають основні закони фізики. Змінними є експериментально вимірювані величини: швидкість вітру, температура, тиск, вологість, потік сонячного випромінювання та ін. Реалізація такої NWP схеми розрахунку

потребує значних комп'ютерних ресурсів, обсяг яких визначається насамперед типом моделі (глобальна/регіональна).

Підхід до прогнозу сонячного опромінення на основі супутникових знімків, як основи для прогнозу фотоелектричної потужності, був запропонований у роботі [40], [69]. Автори досліджували та порівнювали різні методи, щоб отримати векторні поля руху з даних супутникових знімків, і застосували їх для прогнозування сонячного опромінення на кілька годин уперед.

Оптична глибина хмар має значний вплив на результати прогнозування сонячного опромінення. У роботі [39] завдяки обробці супутникових або наземних зображень хмари можуть бути виявлені, охарактеризовані та використані для відносно точного прогнозування сонячного опромінення на 6 годин наперед. Моделі часових рядів, засновані на супутникових даних і зображеннях неба, визначають рух хмар за допомогою векторних полів руху. Повідомляється, що у випадках високої освітленості з низькою просторовою мінливістю та висотами сонця вище 20 градусів похибка є незначною, тоді як для низьких висот сонця та великих змін величина похибки для всіх горизонтів прогнозу значно збільшується.

У [107] було проаналізовано різні існуючі моделі чисельного прогнозування погоди, у результаті було виявлено завищення прогнозованого значення сонячного випромінювання у деякій місцевості. Авторами було запропоновано методику мінімізації похибки прогнозу за рахунок більш реалістичної ініціалізації моделей, оптимізації просторового вирішення прогнозів та покращення фізичної параметризації. Похибка запропонованого підходу була на 17,4% менше ніж у моделей, з якими проводилося порівняння, також відносна середня абсолютна похибка була на 4,1% нижче.

Фізичні методи кращі на горизонтах від кількох годин до кількох днів, оскільки вони включають просторові та часові фактори в рамках загальної гідродинамічної моделі. Незважаючи на точність фізичних підходів, їм властиві деякі обмеження, а саме: недостатність експериментальних даних для

калібрування і параметризації, а також труднощі з урахуванням топографії [144].

Іншим недоліком фізичних методів є те, що їх ефективність вища за стабільних погодних умов і що на точність сильно впливають різкі зміни метеорологічних змінних [92]. Крім того, даний метод важко використовувати, коли мова йдеться про одне ЛДЕ відносно малої потужності.

Статистичні методи в свою чергу, можна розділити на методи часових рядів, машинного навчання, ансамблів. Статистичні методи базуються на процедурах статистичного аналізу для опису зв'язку між погодними умовами та часовими рядами сонячного випромінювання або вироблення ЕЕ, і при цьому використовують ретроспективні дані [29].

У дослідженні [133] пропонується модель прогнозування вихідної потужності ФЕС на основі методу статистичного прогнозування Хольта-Вінтерса з використанням ретроспективних даних з дискретністю 15 хвилин. Автори оптимізували параметр сезонності ( $\gamma$ ) та об'єм вибірки ретроспективних даних. Основними перевагами запропонованого методу є його простота.

У [5] оцінювали продуктивність двох моделей, використовуючи метод опорних векторів з одночасним застосуванням методу найменших квадратів (LS-SVR), а другу — за допомогою нейронної мережі прямого поширення (FFNN). Обидві моделі показали хороший результат, але модель LS-SVR була краща, так як похибка прогнозування менша, ніж у методу FFNN.

Прогнози з використанням авторегресії ковзного середнього (ARMA) добре працюють у випадку стаціонарних часових рядів, тоді як моделі авторегресії інтегрованого ковзного середнього (ARIMA) - з нестаціонарними часовими рядами [52]. Згідно з результатами роботи [92], ШНМ демонструють вищу точність, ніж ARMA та ARIMA і перевершують інші статистичні методи за точністю та адаптивністю за невизначених метеорологічних умов. Також групування добових погодних умов [13] на

сонячні, хмарні та дощові дні покращує ефективність будь-якого прогнозу, заснованого на статистиці. У всіх розглянутих випадках середня абсолютна відсоткова похибка не перевищує 6%. Цей підхід в основному використовується для застосування на дуже короткому та короткому горизонтах [124].

У [132] для прогнозування сонячної енергії пропонуються різні методи машинного навчання, включаючи випадковий ліс, ШНМ та XGBoost з різними методами вибору функцій, включаючи факторний аналіз (метод PCA). Розроблено шість сценаріїв, у межах яких оцінюються та порівнюються всі можливі комбінації цих методів машинного навчання та методів вибору функцій. Результати моделювання показують, що ансамблеві моделі XGBoost і методу PCA мають найкращу продуктивність та найменшу середньоквадратичну похибку.

У [1] роботі розроблена узагальнена модель на основі нечіткої логіки для короткострокового прогнозування вихідної потужності ФЕС з використанням виміряних даних сонячного опромінення. Щоб уникнути проблем конвергенції, вхідні та вихідні дані були нормалізовані в діапазоні від 0,1 до 0,9. Отримані результати порівнюються з фактичними даними, продуктивність моделі оцінюється на основі середньої абсолютної відсоткової похибки (MAPE), яка становить 1,052% і знаходиться у бажаних межах.

ШНМ є найбільш використовуваними методами машинного навчання у прогнозуванні вихідної потужності ФЕС. У статті [12] представлений практичний метод прогнозування сонячної радіації з використанням ШНМ, при застосуванні якого абсолютна похибка не перевищує 5%. Пропонована MLP-модель Multilayer Perceptron дозволяє прогнозувати сонячну радіацію. У роботі [14] представлено застосування підходу на основі рекурентної нейронної мережі (RNN) для прогнозування добового виробництва ЕЕ фотоелектричною станцією. База виміряних погодних даних (сонячна радіація й температура повітря) та вихідних електричних параметрів. Для навчання RNN використовувався набір даних за 4 роки, а для тестування— дані за 1 рік.

Середня абсолютна відсоткова похибка не перевищує 5%. Оскільки сонячна радіація швидко змінюється у часі, тому статистичні моделі зазвичай ефективні для дуже короткострокових прогнозів (1 – 3 години).

Гібридні методи є комбінацією будь-якого з попередніх методів. Ідея полягає у поєднанні різних моделей зі своїми унікальними функціями з метою виключення обмежень окремих методів і таким чином мінімізуючи похибку прогнозування [120], [106], [6]. Загалом, у випадку використання гібридних методів зростає складність обчислень [124]. Найпоширенішими прикладами в публікаціях є комбінації моделей на основі ANN та NPW [90], [71], [4], а також SARIMA та SVR [4]. У [6] показано використання різних алгоритмів глибокого навчання та ШНМ, такі як Deep Belief Networks, AutoEncoder та LSTM. У експериментах використовували комбінації цих алгоритмів, щоб показати їхню точність прогнозу порівняно зі стандартним MLP та фізичною моделлю прогнозування. Використанням алгоритмів глибокого навчання у порівнянні з нейронними мережами, а також з фізичними моделями показують хороші результати.

Продуктивність гібридних моделей залежить від продуктивності окремих моделей, і ці моделі повинні бути спеціально розроблені для конкретного випадку та місця розташування ФЕС [50]. Загалом слабким місцем гібридних методів прогнозування є те, що вони недостатньо ефективні, коли метеорологічні умови нестабільні [131]. В [32] різні методи прогнозування вихідної потужності PV з використанням нейронної мережі були порівняні з моделями на основі довготривалої та короткострокової пам'яті (LSTM). Нейронні мережі LSTM показали кращий результат у порівнянні з іншими методами.

Більшість моделей прогнозування, які використовуються в сучасних енергосистемах, є детермінованими. Зазвичай детерміновані прогнози, або точкові прогнози, надають лише одне значення для кожного моменту часу і часто не враховують невизначеності.

Імовірнісні методи прогнозування ураховують інформацію щодо невизначеності, яка зазвичай має форму розподілу ймовірностей. Для створення імовірнісних прогнозів у [55] застосована квантильна регресія поверх моделей часових рядів. Чисельні результати показують, що запропоновані методи ефективно дають точні та узгоджені ймовірнісні прогнози сонячної енергії.

У [45] запропоновано непараметричний метод, який успішно використано на двох вибірках ретроспективних даних вихідної потужності фотоелектричної станцій з дискретністю в 1 хвилину. Результати показують, що запропонований метод здатний ефективно забезпечити надійні та чіткі прогнозні значення для дуже короткострокового періоду (від 10 хвилин до 1 години).

Загалом порівняння між методами прогнозування є складною задачею, оскільки фактори, що впливають на точність методу, можуть змінюватись у кожному конкретному випадку. На результат впливають ретроспективні дані, часовий горизонт і дискретність, погодні умови, географічне розташування ЛДЕ. У разі використання статистичних методів для мінімізації похибки важливим є етап попередньої обробки даних (наприклад, видалення нічної вибірки, коли немає виробництва ЕЕ) [124]. На основі бібліографічного огляду можна зробити висновки щодо точності прогнозних моделей у зазначених умовах, розробити загальні рекомендації відносно підвищення їхньої якості. Наприклад, у статтях [124], [92], [88] представлено порівняльний аналіз робіт різних авторів, включаючи оцінку статистичної похибки моделей. Оскільки умови та показники, за яких здійснювалося прогнозування в кожній роботі, були різними, кількісного порівняння з точки зору їхньої точності не має сенсу.

На основі описаних вище підходів і базуються сучасні системи прогнозування вихідної потужності ФЕС, але, незважаючи на наведені вище переваги, більшість з них мають такі недоліки:

- велика похибка прогнозування вироблення ЕЕ на ФЕС у похмурі дні;

-використання усереднених на місячних чи річних інтервалах часу параметрів сонячного випромінювання;

-неврахування впливу зовнішніх та внутрішніх факторів на ефективність роботи ФЕС.

Усе вище сказане свідчить про відсутність універсальності сучасних систем прогнозування вихідної потужності ФЕС і змушує вдосконалювати існуючі та шукати нові методи моделювання таких систем або одночасно використовувати декілька методів.

Таблиця 3.3 – Порівняння методів прогнозування вихідної потужності ФЕС.

Назва	Масштаб прогнозування	Прозорість	Здатність моделювати нелінійні процеси	Адаптивність	Гнучкість	Швидкість реалізації
NWP	Глобальний/районний	-	+	-	+	+
Підхід до прогнозу сонячного опромінення на основі супутникових знімків [131, 132]	Глобальний/районний	-	+	-	+	+
Cloud-assimilating NWP	Глобальний/районний	-	+	-	-	+
Хольта-Вінтерса	Районний/ЛДЕ	+	+	+	-	+
Модифікація методу опорних векторів	Глобальний/районний/ЛДЕ	-	+	+	+	+
ARMA	Районний/ЛДЕ	+	-	-	+	+
ARIMA	Районний/ЛДЕ	+	+	-	+	+
XGBoost	Глобальний/районний/ЛДЕ	-	+	+	+	+
Нечітка логіка	Глобальний/районний/ЛДЕ	-	+	+	-	-
ШНМ	Глобальний/районний/ЛДЕ	-	+	+	+	+
Імовірнісні моделі	Глобальний/районний/ЛДЕ	-	+	+	+	+
Непараметричний метод	Глобальний/районний	-	+	-	-	+

[157]						
-------	--	--	--	--	--	--

### 3.4 Аналіз методів прогнозування вихідної потужності вітрових електричних станцій

Як вид відновлюваної енергії, яка не забруднює навколишнє середовище, вітрова енергетика швидко розвивається, особливо в країнах Європи. Наприклад у Німеччині частка вітрової енергетики складає 25%, а в Україні знаходиться на рівні 2% від загальної генерації [184].

Вихідна потужність залежить від швидкості вітру. На неї можуть легко вплинути перешкоди та рельєф місцевості. Також швидкість вітру змінюється залежно від висоти, тому випадковий характер потужності ВЕС є важливим фактором, який негативно впливає на енергосистему в цілому.

Для прогнозування швидкості вітру та вихідної потужності ВЕС розроблено багато методів, які по аналогії з ФЕС також можна розділити на чотири групи: статистичні, фізичні, гібридні та ймовірнісні.

Для різних моделей потрібні різні вхідні дані. Для фізичної моделі використовують фізичні характеристики з метою прогнозування майбутньої швидкості та напрямку вітру. Тому вхідними змінними будуть фізична або метеорологічна інформація, така як опис орографії, нерівності, перешкод. Такі методики не вимагають наявності попередніх даних.

Однією з класичних моделей з широким застосуванням для короткострокового прогнозування є спеціалізований комплекс прогнозування енергії вітру (WPPT). Його можна використовувати для створення короткострокових прогнозів вихідної потужності ВЕС. Ця система дуже гнучка, тому що вона може давати прогнозні значення в цілому, охоплюючи не тільки одну ВЕС, але й регіон. Вона також забезпечує надійні оцінки невизначеності, що дуже важливо для оптимального планування. WPPT базується на передових нелінійних статистичних моделях. Набір моделей включає напівпараметричну модель кривої потужності для вітрових електростанцій з урахуванням швидкості і напрямку вітру, а також моделі



динамічного прогнозування, що описують динаміку потужності вітру та будь-які добові зміни, тощо [38].

Іншим важливим інструментом прогнозування є система Prediktor, однак, на відміну від WPPT, основна ідея Prediktor полягає в тому, щоб якомога більше використовувати фізичні моделі. При цьому забезпечується визначення очікуваної генерації ВЕС до 48 годин кожні 6 годин. Усе, що для цього потрібне, — це доступ до виводу даних з моделі в режимі онлайн. Основні кроки моделювання наступні. По-перше, загальні погодні умови прогнозуються за допомогою моделі NWP. Така модель може лише отримати дійсні прогнози певної локації. На наступному етапі за потреби ці прогнози адаптуються. Адаптація здійснюється за допомогою моделі, яка враховує локальні впливи, включаючи ефекти нерівностей на поверхні місцевості (хребти і пагорби) та перешкоди разом із впливом, який вітрогенератори чинять один на одного [74], [61], [25]. Середня абсолютна похибка моделі прогнозування становить близько 15%.

У [75] представлено модель прогнозування вихідної потужності ВЕС, яка базується на прогнозах, отриманих з числової моделі прогнозування погоди (HIRLAM) з використанням програмного забезпечення WASP. Запропонована модель порівнювалася з іншими моделями та прогнозами експертів (диспетчерів комунальних служб) і продемонструвала дуже хороші результати.

Для статистичних методів вихідної інформації є ретроспективні дані швидкості вітру чи вихідної потужності вітрогенераторів, а також можуть бути враховані і різні додаткові фактори.

ШНМ є одною з найбільш широко використовуваних моделей за останнє десятиліття, яка складається з вхідного, вихідного та одного або кількох прихованих шарів. Були розроблені деякі алгоритми навчання, зокрема, алгоритм зворотного поширення (BP), алгоритм Левенберга Марквардта (LM), LSTM тощо [15]. У [16] автор представив новий підхід, заснований на моделі ШНМ та часових рядах. Дані з дискретністю десять

хвилин були використані для багатоетапного прогнозування. Модель була протестована на двох незалежних наборах даних. Запропонований підхід показав середньоквадратичні похибки приблизно в чотири рази нижчі, ніж інші моделі, з якими було проведено порівняння отриманих результатів.

Іншою моделлю є нечітка логічна модель, яка використовує значення функції належності в інтервалі  $[0,1]$  і нечіткі змінні. Даний метод використовують у випадку наявності будь-якої невизначеності під час прогнозування [60]. У даній роботі запропоновано нечітку модель на основі методу просторової кореляції для прогнозування швидкості вітру та вихідної потужності. Модель забезпечувала хороші характеристики на рівнинній місцевості, тоді як на місцевості з перешкодами продуктивність підходу погіршувалася.

Метод опорних векторів – це підхід, який може подолати деякі недоліки нейронної мережі, такі, як потрапляння у локальні мінімуми, надмірне тривале навчання тощо. Наприклад, у роботі [136] запропоновано використання підходу модифікованого методу опорних векторів, який у порівнянні з класичним методом опорних векторів показав меншу середню абсолютну відсоткову похибку, а саме 2,61%. У роботі [78] автори представили використання методу опорних векторів (SVM) для прогнозування швидкості вітру та порівняли його з багат шаровими нейронними мережами. Результати довели, що модель SVM мала меншу середньоквадратичну похибку, ніж модель ШНМ.

У статті [56] для короткострокового прогнозування вітрової енергії пропонується нова модель екстремального підвищення градієнта (XGBoost) з аналізом подібності погоди. Алгоритм кластеризації  $k$ -середніх, заснований на схожості погоди в попередні дні, використовується для поділу вибірок на кілька категорій. Результати запропонованої моделі порівнюються з нейронною мережею зворотного поширення (BPNN) і деревом рішень, випадковими лісами (RF), методом опорних векторів (SVR) та одиночною

моделлю XGBoost. Показано, що запропонована модель забезпечує найбільшу точність прогнозу серед усіх цих моделей.

Останнім часом також набувають широкого застосування гібридні методи, які є комбінацією різних методів.

Для прогнозування швидкості вітру використовували та порівнювали як модель ARIMA, так і модель ШНМ. Остаточні результати показали, що сезонна модель ARIMA представляла кращу чутливість до прогнозу швидкості вітру. Однак, коли кількість навчальних векторів для моделі нейронної мережі була збільшена, її продуктивність була покращена [21], хоча середня абсолютна відсоткова похибка складає 13,4%.

Робота [80] націлена на прогнозування середньогодинної швидкості вітру в анеометричних вежах (на висоті 50 м) у двох місцях: прибережному регіоні та районі зі складними характеристиками місцевості. З цією метою були використані моделі часових рядів Хольта–Вінтерса (HW), ШНМ та гібридних часових рядів. Результати показують, що гібридна модель мала меншу похибку у порівнянні з іншими.

У [33] автори представили гібридний метод прогнозування на основі методу опорних векторів та генетичного алгоритму з використанням перетворення вейвлет-декомпозиції для фрагментації часових рядів швидкості вітру з метою усунення будь-яких потенційних стохастичних впливів. Середня абсолютна відсоткова похибка прогнозування складає 14.79%.

У роботі [37] представлено прогноз швидкості вітру з використанням гібридних моделей, що складаються з моделей авторегресії інтегрованого ковзного середнього та моделей ШНМ. Моделі ARIMA спочатку використовувалися для прогнозування часового ряду швидкості вітру, а потім за допомогою ШНМ були враховані нелінійні тенденції, які методика ARIMA не могла ідентифікувати. Результати показали, що гібридні моделі прогнозують швидкість вітру з більшою точністю, ніж моделі ARIMA та ANN, які використовувались окремо у трьох досліджених прикладах.

У випадку присутності невизначеності рекомендується використовувати методи, які відносяться до групи ймовірнісних. У [43] розроблено модель для створення сценаріїв ймовірнісного прогнозу вихідної потужності ВЕС на день уперед. Модель складалася з трьох частин: попередня обробка даних, навчання та прогнозування. Використовуючи цей підхід до прогнозування, було досліджено вплив частоти оновлення прогнозів. Коли оновлення проводиться кожної години, середня абсолютна відсоткова коливається від 4,9% до 14,25%.

У роботі [86] було досліджено підхід, заснований на розрідженому байєсівському навчанні (SBL) та чисельному прогнозуванні погоди (NWP) для ймовірнісного прогнозування вітру на горизонті 1–24 години. Для підтвердження запропонованого підходу для побудови та тестування було використано два реальних набори даних. Для детермінованої оцінки результати моделювання показали, що запропонована модель досягає меншої похибки прогнозування порівняно з іншими моделями прогнозу вітру. Для ймовірнісної оцінки результати також демонструють, що запропонована модель має високу якість.

Таблиця 3.4 – Порівняння методів прогнозування вихідної потужності ЛДЕ.

Назва	Масштаб прогнозування	Прозорість	Здатність моделювати нелінійні процеси	Адаптивність	Гнучкість	Швидкість реалізації
WPPT	Глобальний/районний	-	+	+	+	+
Prediktor	Глобальний/районний	-	+	+	+	+
HIRLAM	Глобальний/районний	-	+	+	+	+
ШНМ	Глобальний/районний /ЛДЕ	-	+	+	+	+
Нечітка логіка	Глобальний/районний /ЛДЕ	-	+	+	-	-
Метод опорних векторів	Глобальний/районний /ЛДЕ	-	+	+	+	+
XGBoost	Глобальний/районний /ЛДЕ	-	+	+	+	+
ARIMA	Районний/ЛДЕ	+	+	-	+	+
Хольта-	Районний/ЛДЕ	+	+	+	-	+

Вінтерса						
Метод опорних векторів та ГА	Глобальний/районний /ЛДЕ	-	+	+	+	-
ARIMA та ШНМ	Глобальний/районний /ЛДЕ	-	+	+	+	-
Імовірнісна модель	Глобальний/районний /ЛДЕ	-	+	+	+	+
SBL та NWP	Глобальний/районний /ЛДЕ	-	+	+	+	-

Узагальнена стисла характеристика методів прогнозування для об'єктів ФЕС/ВЕС наведена на рис. 3.3.

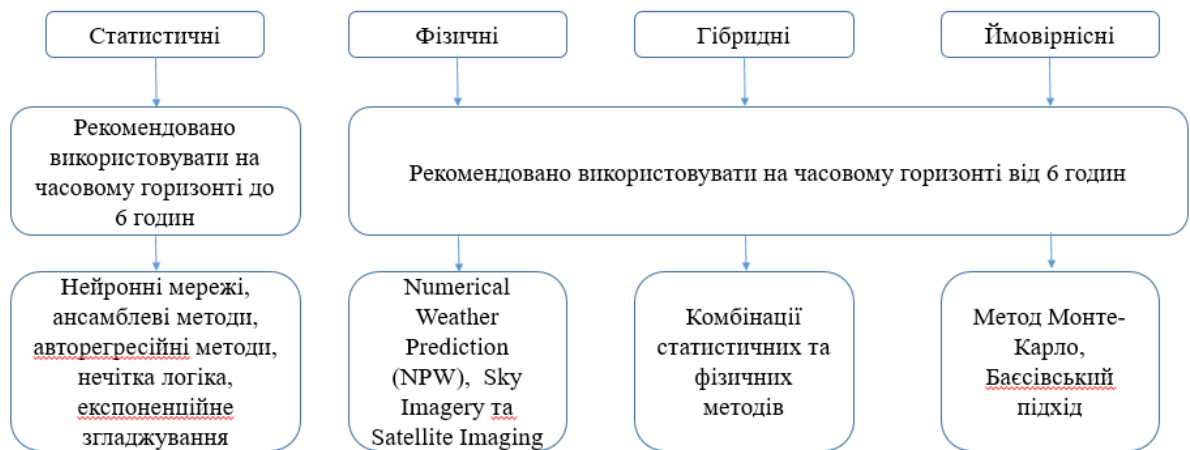


Рис. 3.3 – Схема-класифікація методів прогнозування вихідної потужності ЛДЕ.

Для вирішення поставленої задачі у процесі розробки адаптивної моделі прогнозування вихідної потужності ЛДЕ будемо використовувати статистичні методи, а саме: Хольта-Вінтерса, метод опорних векторів, нейронні мережі LSTM, XGBoost. Так як у них є певна кількість переваг, які важливі саме при вирішенні поставленої задачі, а саме:

- використання на часовому горизонті 1- 3 години;
- швидкість у порівнянні з методами з інших груп;
- можливість обробки масивів даних з різною кількістю спостережень;
- відсутня необхідність у метеорологічних даних місцевості із залученням коштовних технологій.

Даний набір не є обов'язковим при розробці та використанні адаптивного прогнозування, тому в подальших дослідженнях можна використовувати інші методи.

### 3.5 Формування адаптивної моделі прогнозування

Відомо, що створення активних РМ згідно впровадженню концепції SG передбачає не тільки широку їх автоматизацію, але і включає в себе повне інформаційне забезпечення процесів як передачі і розподілу ЕЕ, так і її генерації (акумуляування) ЛДЕ та УЗЕ. При цьому передбачається, що вся ця інформація отримується в реальному часі [175], [152].

Як вже зазначалося, при розробці відповідної методології динамічного керування режимами РМ, виникає принципове завдання короткострокового прогнозування ЕН/вихідної потужності ЛДЕ. Його особливістю є те, що в даному випадку мова повинна йти не про прогнозування одного точкового значення ЕН/вихідної потужності ЛДЕ на деякому інтервалі упередження, а про необхідність здійснити як би «сканування» деякого інтервалу часу з метою переконання в стабільності зміни відповідних параметрів режиму. Такий підхід дозволить, враховуючи існуючий обмежений комутаційний ресурс дистанційно керованих вимикачів, виключити необґрунтовані їх спрацьовування при короткострокових змінах режиму ЕМ [175], [152].

З точки зору особливостей поставленої технологічної задачі було прийняте рішення щодо розробки адаптивної моделі прогнозування. Аналіз широкої бібліографії з питань прогнозування в електроенергетиці, наведений у попередніх підрозділах, свідчить про відсутність єдиного рішення щодо визначення одного «найкращого» методу прогнозування як ЕН, так і вихідної потужності насамперед різноманітних ВДЕ. Саме тому, в дисертаційній роботі було прийнято рішення включити у модель принципово різні методи прогнозування, які відносяться до різних класів. Дане рішення обумовлене тим, що кожен із методів може показати різний результат (з точки зору похибки прогнозу) у різних умовах і на різних часових проміжках.

Тому, адаптивна модель прогнозування ЕН/вихідної потужності ЛДЕ включає в себе  $n$  методів прогнозування  $M_1, \dots, M_n$  і працює наступним чином. Перед початком процесу керування потрібно визначити метод, який буде ведучим методом на наступному кроці у процесі прийняття рішення. Тому виконуємо прогнозування усіма методами на крок уперед та визначаємо похибку, метод з найменшою похибкою приймаємо ведучим. У момент часу  $t$  ми починаємо прогнозувати ЕН/вихідну потужність на крок уперед  $t+1$ , який відповідає дискретності отримання ретроспективних даних. У процесі прогнозування одночасно використовуються усі методи, які попередньо були включені у модель. Після отримання фактичних значень навантаження розраховуємо похибку, яку має кожний з використаних методів. Якщо за результатами усіх методів зміни параметрів режиму ЕМ будуть недостатні для виконання зміни топології мережі, що вирішується на підставі методики, викладеної в розділі 2, то у цьому випадку в момент часу  $t+1$  повторюється процедура прогнозування навантаження на крок уперед, тобто на  $t+2$  знову-таки з залученням усіх визначених для цієї мети методів з наступною оцінкою похибок прогнозування після отримання фактичних результатів вимірювань. Зазначені цикли прогнозування повторюються до того моменту, коли за результатами прогнозування більшістю методів або ведучим методом, буде отримано результат, який свідчить про доцільність здійснення реконфігурації розподільної лінії. У такому випадку, на підставі методу, який на поточний момент продемонстрував мінімальну похибку прогнозу, виконується «сканування» подальшого часового проміжку, що полягає в послідовному прогнозуванні відповідних параметрів з послідовним збільшенням інтервалу прогнозування. Даний крок проводиться з метою пересвідчитися, що зміни параметру режиму будуть підтверджувати доцільність зміни місця розмикання контуру впродовж певного періоду часу. Тривалість зазначеного періоду визначається критерієм, який відображає економічну доцільність здійснення відповідних комутаційних операцій, що було розглянуто у підрозділі 2.4. Це може бути певний фіксований проміжок часу, якщо

доцільність зміни топології визначається попередньо обґрунтованою припустимою кількістю добових спрацювань вимикачів, тобто використання їхнього комутаційного ресурсу. В іншому випадку одночасно зі «скануванням» (послідовним прогнозуванням відповідних параметрів режиму) паралельно здійснюється розрахунок додаткового зниження втрат потужності, що визначається як різниця між втратами, які мають місце при запропонованому місці розмикання контуру і втратами, що виникають у контурі при існуючому місці його розмикання. На підставі отриманих даних шляхом їхнього послідовного підсумовування визначається додаткове зменшення втрат ЕЕ. Зазначений процес триває, поки додаткове зменшення втрат ЕЕ не досягне попередньо визначеного економічно обґрунтованого значення, яке підтверджує економічну доцільність здійснення комутацій. Якщо зазначені вище умови виконуються, приймається рішення, щодо зміни топології мережі. У випадку короткострокової зміни параметрів режиму топологія залишається незмінною. Алгоритм реалізації зазначеної процедури наведено на рис. 3.5.

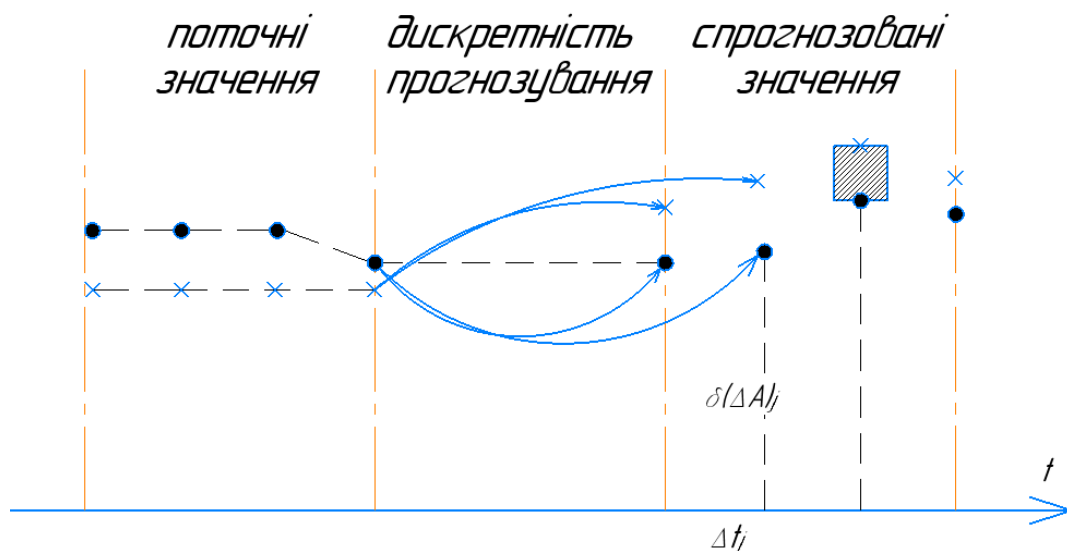


Рис. 3.4 – Процедура «сканування» часового проміжку при реалізації моделі адаптивного прогнозування.





Рис. 3.5 – Алгоритм роботи адаптивної моделі прогнозування.

У якості оцінки похибки прогнозування на кожному кроці використовуємо показник:

$APE$  - абсолютна похибка прогнозу у відсотках:

$$APE = 100 \cdot \frac{|y_i - \hat{y}_i|}{y_i} \quad (3.1)$$

де  $y_i$  - фактичне значення ЕН/вихідної потужності ЛДЕ;

$\hat{y}_i$  - прогнозне значення ЕН/ вихідної потужності АДЕ.

Методи, які пропонується залучити до адаптивної моделі прогнозування, повинні відповідати наступним вимогам:

- кожний метод повинен мати чіткий опис послідовності дій (алгоритм), що дозволяє скласти окремий прогноз з урахуванням припущень щодо характеру і значень ЕН/вихідної потужності ЛДЕ;

- кожний метод повинен забезпечувати можливість проводити розрахунки багаторазово, виходячи, як правило, з неоднорідної та великої за обсягом вихідної інформації, яка постійно оновлюється;

- кожний метод повинен враховувати складні, багатофакторні зв'язки прогнозованих процесів, а також необхідна можливість виявлення

закономірностей та тенденцій як у вихідній інформації, так і при оцінюванні результатів прогнозування;

- необхідне системне узгодження окремих прогнозів, яке має забезпечити несуперечність та взаємне коригування останніх.

Перелік та обґрунтування методів прогнозування, які будуть включені в адаптивну модель наведені у підрозділі 3.3. Реалізацію адаптивної моделі виконано на мові програмування високого рівня загального призначення Python в середовищі jupyter notebook. Оскільки дана мова програмування має ряд переваг для вирішення поставлених задач, а саме: простота у використанні у порівнянні з іншими мовами; наявність значної кількості різноманітних бібліотек, які успішно застосовують у процесі вирішення задач прогнозування; відкритий вихідний код, що дозволяє детально вивчити особливості роботи того чи іншого методу, а також безкоштовне використання усіх можливостей мови програмування, усіх бібліотек.

Для використання перелічених вище методів у моделі необхідно імпортувати відповідні бібліотеки: для використання методу Хольта-Вінтерса – statsmodels, методу опорних векторів - scikit-learn, XGBoost – XGBoost, нейронні мережі типу LSTM – keras.

**Метод Хольта-Вінтерса.** Цей метод має три основні компоненти: середнє значення з урахуванням рівня, тренду та сезонності, тобто трьома типами експоненційного згладжування, тому метод також відомий як потрійне експоненційне згладжування. Розберемо докладно кожен із компонентів.

Просте експонентне згладжування, як випливає з назви, використовується для прогнозування, коли набір даних не має тенденцій або сезонності. Метод згладжування Хольта відомий як лінійне експоненційне згладжування, є широко відомою моделлю згладжування даних, що мають тенденцію. Метод згладжування Вінтерса дозволяє враховувати сезонність при прогнозуванні одночасно із трендом. Отже, метод Хольта-Вінтерса враховує середнє значення, навіть тенденцію і сезонність під час

прогнозування часових рядів. Метод може бути у двох варіаціях, або адитивний, або мультиплікативний.

Вихідний код методу Хольта-Вінтерса в бібліотеці statsmodels розроблений згідно методики, викладеній у [113].

```
[1]: import os
import numpy as np
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
from statsmodels.tsa.api import ExponentialSmoothing, SimpleExpSmoothing, Holt
```

Рис. 3.6 – Імпортування бібліотеки statsmodels.

```
In [28]: from statsmodels.tsa.holtwinters import ExponentialSmoothing

model = ExponentialSmoothing(y_train.reset_index(drop=True), seasonal='mul', initialization_method='estimated',
                             seasonal_periods=24*7*4).fit()
pred = model.predict(start=y_train.shape[0], end=y_train.shape[0] + y_test.shape[0]-1)
pred.index=y_test.index
plt.plot(y_train.index, y_train, label='Train')
plt.plot(y_test.index, y_test, label='Test')
plt.plot(y_test.index, pred, label='Holt-Winters')
plt.legend(loc='best')
```

Рис. 3.7 – Використання методу Хольта-Вінтерса.

У бібліотеці statsmodels є опція ручного вводу параметрів моделі  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$  (постійні згладжування для рівня, тренду та сезонності, параметри знаходяться в межах  $[0, 1]$ ). Також є можливість використовувати оптимізаційний метод для підбору параметрів моделі з метою мінімізації похибки прогнозування. У розрахунку було використано оптимізаційну техніку 'estimated'.

**Ансамблеві методи** - це парадигма машинного навчання, де кілька моделей (так звані «слабкі учні») навчаються для вирішення однієї і тієї ж проблеми і об'єднуються для мінімізації похибки прогнозування. Найбільшого поширення отримав метод екстремального градієнтного бустингу або XGBoost, використання якого детально розглянуто у роботі [126]. XGBoost є досить гнучкий методом, під час використання якого є можливість підлаштування параметрів для мінімізації похибки. Одним недоліком є те, що він чутливий до викидів. У [151] використовують XGBoost та інші ансамблеві методи для прогнозування вихідної потужності ФЕС та ВЕС.

Згідно цього методу задаємося вихідними даними ЕН/вихідної потужності:  $\{(x_i, w_i)\}_{i=1}^n$ , де  $x_i$  – часові фактори, від яких залежить значення навантаження, такі як година дня, номер дня тижня та ін.  $w_i$  – фактичні значення ЕН/вихідної потужності в  $i$ -й момент часу.

XGBoost - це контрольований алгоритм навчання, який реалізує процес, так званий бустинг, для підвищення точності методу та базується на використанні дерев рішень. Бустинг відноситься до методу навчання ансамблю для послідовної побудови багатьох моделей, причому кожна нова модель намагається виправити недоліки попередньої моделі. Кожна нова гілка дерева рішень, тобто кожна нова модель, яка додається в ансамбль, є складовою дерева рішень. Таким чином, XGBoost забезпечує паралельне нарощування «дерева». Перевагами зазначеної структури («дерева») є: простота інтерпретації, відсутність обмежень на вид вихідної залежності, гнучкі вимоги до розміру вибірки [151].

```
In [23]: from sklearn.svm import SVR
          from sklearn.preprocessing import StandardScaler
          import warnings
          from sklearn import ensemble
          from xgboost import XGBRegressor
```

Рис 3.8 – Імпорт з бібліотеки XGBoost методу.

Загалом гіперпараметри XGBoost поділяються на 4 наступні категорії: загальні параметри, параметри бустера, параметри навчального завдання, параметри командного рядка. За аналогією у процесі використання даного методу при вирішенні задач прогнозування є дві опції: це інтуїтивне налаштовування переліку гіперпараметрів методу, та застосовування оптимізаційної техніки. Так як бібліотеки XGBoost та Scikit-learn сумісні, з'являється можливість використовувати оптимізаційні техніки. Найпотужніші з них - це Grid Search та Random Search. Дані техніки застосовуються через виклик наступних команд GridSearchCV() та RandomSearchCV().

```

# model = ensemble.GradientBoostingRegressor(loss='lad', learning_rate=0.12, n_estimators=100,
#                                           subsample=1, min_samples_split=3, min_samples_leaf=2,
#                                           min_weight_fraction_leaf=0.0, max_depth=3, init=None, random_state=None,
#                                           max_features=None, alpha=0.9, verbose=0, max_leaf_nodes=None, warm_start=False)
model = XGBRegressor()
model.fit(x_train,y_train)
DATA = model.predict(x_test)
print('mean_absolute_percentage_error:', mean_absolute_percentage_error(DATA, y_test))
print('r2_score:', r2_score(DATA, y_test))
print('median_absolute_error:', median_absolute_error(DATA, y_test))
print('mean_absolute_error:', mean_absolute_error(DATA, y_test))
print('mean_squared_error:', mean_squared_error(DATA, y_test))
# print('mean_squared_log_error:', mean_squared_log_error(DATA, y_test))
DATA = pd.DataFrame(DATA)
DATA.columns = ['GBR']
DATA['Actual'] = y_test.values
error = mean_absolute_percentage_error(DATA, y_test)
DATA.plot()
plt.title('Прогнозування електричного навантаження, кВт')
plt.show()

```

Рис. 3.9 – Використання методу XGBoost для прогнозування.

**Метод опорних векторів** належить до групи граничних методів. Даний метод був успішно застосований у роботах [135], [20], [122], [5], [79], [136], [78]. Він визначає класи за допомогою меж областей і заснований на концепції гіперплощин, які визначають межі гіперповерхні. Кожен об'єкт даних представлений як вектор (точка в  $p$ -мірному просторі, послідовність  $p$  чисел). Основна ідея методу опорних векторів полягає у пошуку гіперплощини з максимальним зазором, що розділяє між собою вектор різних класів. Задача пошуку параметрів для такої гіперплощини  $w * x = b$ , де  $x$ ,  $w$  – скалярний добуток векторів  $x$  та  $w$ ;  $b$  – дискримінанта функція, що зводиться до завдання квадратичного програмування.

Точність реалізації методу залежить від вибору параметрів, а саме: типу ядра, параметрів ядра та параметра м'якого розділення  $C$ . Найчастіше використовують гаусове ядро. У бібліотеці Scikit-learn є опції як інтуїтивного підбору параметрів, так і застосування оптимізаційних технік, таких, як Grid Search та Random Search. Дані техніки застосовуються через виклик наступних команд GridSearchCV() та RandomSearchCV(). Імпорт методу з бібліотеки наведено на рисунку 3.8.

```

In [32]: from sklearn.pipeline import make_pipeline
         sc_y=StandardScaler()
         y_train_tr = sc_y.fit_transform(pd.DataFrame(y_train)).ravel()
         regr = SVR(C=10, epsilon=0.2)
         regr.fit(x_train, y_train_tr)

Out[32]: SVR(C=10, epsilon=0.2)

In [33]: pred = regr.predict(x_test)
         pred = sc_y.inverse_transform(pred)

In [34]: DATA['SVR'] = pred

```

Рис. 3.10 – Використання методу SVR для прогнозування.

**Мережі з довготривалою короткостроковою пам'яттю** (з англ. LSTM) - це особливий вид рекурентних нейронних мереж, здатний вивчати довгострокові залежності. Вони були введені Hochreiter & Schmidhuber [119]. Дана модель нейронних мереж дуже добре працює зі значним колом завдань прогнозування і класифікації, що забезпечило їх широке використання. Нейронні мережі типу LSTM використовуються у дослідженні [7] для прогнозування ЕН для різних часових рядів. У якості факторів використовуються такі величини, як температура, вологість та швидкість вітру. Автори [91] використали даний метод для прогнозування вихідної потужності ФЕС.

## LSTM

```

In [36]: import keras

In [37]: def create_dataset(X, y, time_steps=1):
         Xs, ys = [], []
         for i in range(len(X) - time_steps):
             v = X.iloc[i:(i + time_steps)].values
             Xs.append(v)
             ys.append(y.iloc[i + time_steps])
         return np.array(Xs), np.array(ys)

```

Рис. 3.11 – Імпорт бібліотеки keras.

```

In [40]: model = keras.Sequential()
          model.add(keras.layers.LSTM(128, input_shape=(X_train.shape[1], X_train.shape[2])))
          model.add(keras.layers.Dense(1))
          model.compile(loss='mean_squared_error', optimizer=keras.optimizers.Adam(0.001))

In [41]: history = model.fit(
          X_train, y_train,
          epochs=30,
          batch_size=16,
          validation_split=0.1,
          verbose=1,
          shuffle=False
        )

```

```

Epoch 1/30
113/113 [=====] - 1s 6ms/step - loss: 0.2537 - val_loss: 0.0832
Epoch 2/30
113/113 [=====] - 0s 4ms/step - loss: 0.0785 - val_loss: 0.0127
Epoch 3/30
113/113 [=====] - 0s 4ms/step - loss: 0.0168 - val_loss: 0.0092
Epoch 4/30
113/113 [=====] - 0s 4ms/step - loss: 0.0142 - val_loss: 0.0074
Epoch 5/30
113/113 [=====] - 0s 4ms/step - loss: 0.0127 - val_loss: 0.0066
Epoch 6/30
113/113 [=====] - 0s 4ms/step - loss: 0.0109 - val_loss: 0.0059
Epoch 7/30
113/113 [=====] - 0s 4ms/step - loss: 0.0094 - val_loss: 0.0055
Epoch 8/30
113/113 [=====] - 0s 4ms/step - loss: 0.0082 - val_loss: 0.0055
Epoch 9/30
113/113 [=====] - 0s 4ms/step - loss: 0.0070 - val_loss: 0.0057
Epoch 10/30
113/113 [=====] - 0s 4ms/step - loss: 0.0060 - val_loss: 0.0050

```

Рис. 3.12 – Використання нейронних мереж типу LSTM для прогнозування.

У бібліотеці LSTM доступні наступні оптимізатори для підлатування параметрів нейронної мережі: SGD, RMSprop, Adam, AdamW, Adadelat, Adagrad, Adamax, Adafactor, Nadam, Ftrl. У практичній реалізації даного методу було застосовано оптимізатор Adam.

## Висновки

1. Проведено глибокий аналіз бібліографії щодо прогнозування ЕН/вихідної потужності ЛДЕ. Розглянуто різні класи методів, їхні переваги та недоліки. На базі аналізу визначено, що не існує «найкращого» методу прогнозування, тому варто використовувати різні техніки, так як вибір техніки залежить від ряду факторів, таких, як інформаційне забезпечення, також на різних часових проміжках той чи інший метод може дати різну похибку.

2. З урахуванням вищенаведеного було розроблено адаптивну модель прогнозування ЕН/вихідної потужності ЛДЕ, що дозволяє врахувати фактор

зміни продуктивності різних методів, які були включені у модель. Також завдяки використанню моделі можна оцінити тривалість зміни параметрів режиму РМ.

3. На основі бібліографічного аналізу було визначено оптимальні значення параметрів методів для мінімізації похибки прогнозування ЕН/вихідної потужності.

4. Показано, що отримані результати орієнтовані на вирішення широкого кола задач динамічного керування режимами РМ у реальному часі. Розроблена адаптивна модель показала свою ефективність. Однак на практиці ОПР може вибирати значення тих чи інших коефіцієнтів та перелік факторів на свій розсуд, також вибір методів, що були включені в модель, не є кінцевим.



## РОЗДІЛ 4

### ПРАКТИЧНА РЕАЛІЗАЦІЯ ЗАДАЧІ ДИНАМІЧНОГО КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

#### **4.1 Використання алгоритму динамічного керування топологією розподільних мереж на прикладі типової схеми мережі IEEE з 33 вузлами: підготовка даних**

Апробацію запропонованого методу та алгоритму керування топологією РМ шляхом використання дистанційно керованих КА проведемо на прикладі типової схеми IEEE з 33-ма вузлами, яка наведена на рисунку 4.2. РМ виконана кабельними лініями різної довжини та перетину. Вихідні дані щодо параметрів окремих ділянок мережі представлені у таблиці 4.1. Тестування методики динамічного керування РМ було проведено на даній схемі, враховуючи, що вона була широко використана у багатьох різноманітних дослідженнях з вирішення задач динамічного керування режимами РМ (рис. 4.1), що, в свою чергу дозволяє порівняти отримані результати з результатами аналогічних досліджень, у тому числі і закордонними. Середнє добове навантаження РМ складає близько 8 000 кВт·год.

Наведені надалі розрахунки носять скоріше методичний характер, але добре ілюструють послідовність та конкретні етапи вирішення задачі динамічного керування топологією РМ з використанням дистанційно керованих КА.



Рис. 4.1 – Алгоритм запропонованого методу динамічного керування.

Таблиця 4.1 – Опори ділянок РМ.

Опір ділянок мережі	Значення опору, Ом	Опір ділянок мережі	Значення опору, Ом
R <sub>1</sub>	0,155	R <sub>18</sub>	0,266
R <sub>2</sub>	0,132	R <sub>19</sub>	0,166
R <sub>3</sub>	0,102	R <sub>20</sub>	0,310
R <sub>4</sub>	0,22	R <sub>21</sub>	0,155
R <sub>5</sub>	0,266	R <sub>22</sub>	0,166
R <sub>6</sub>	0,166	R <sub>23</sub>	0,22
R <sub>7</sub>	0,22	R <sub>24</sub>	0,102
R <sub>8</sub>	0,155	R <sub>25</sub>	0,132
R <sub>9</sub>	0,166	R <sub>26</sub>	0,102
R <sub>10</sub>	0,22	R <sub>27</sub>	0,155
R <sub>11</sub>	0,102	R <sub>28</sub>	0,132
R <sub>12</sub>	0,132	R <sub>29</sub>	0,102
R <sub>13</sub>	0,102	R <sub>30</sub>	0,22

$R_{14}$	0,155	$R_{31}$	0,266
$R_{15}$	0,132	$R_{32}$	0,166
$R_{16}$	0,102	$R_{33}$	0,310
$R_{17}$	0,22	$R_{34}$	0,310

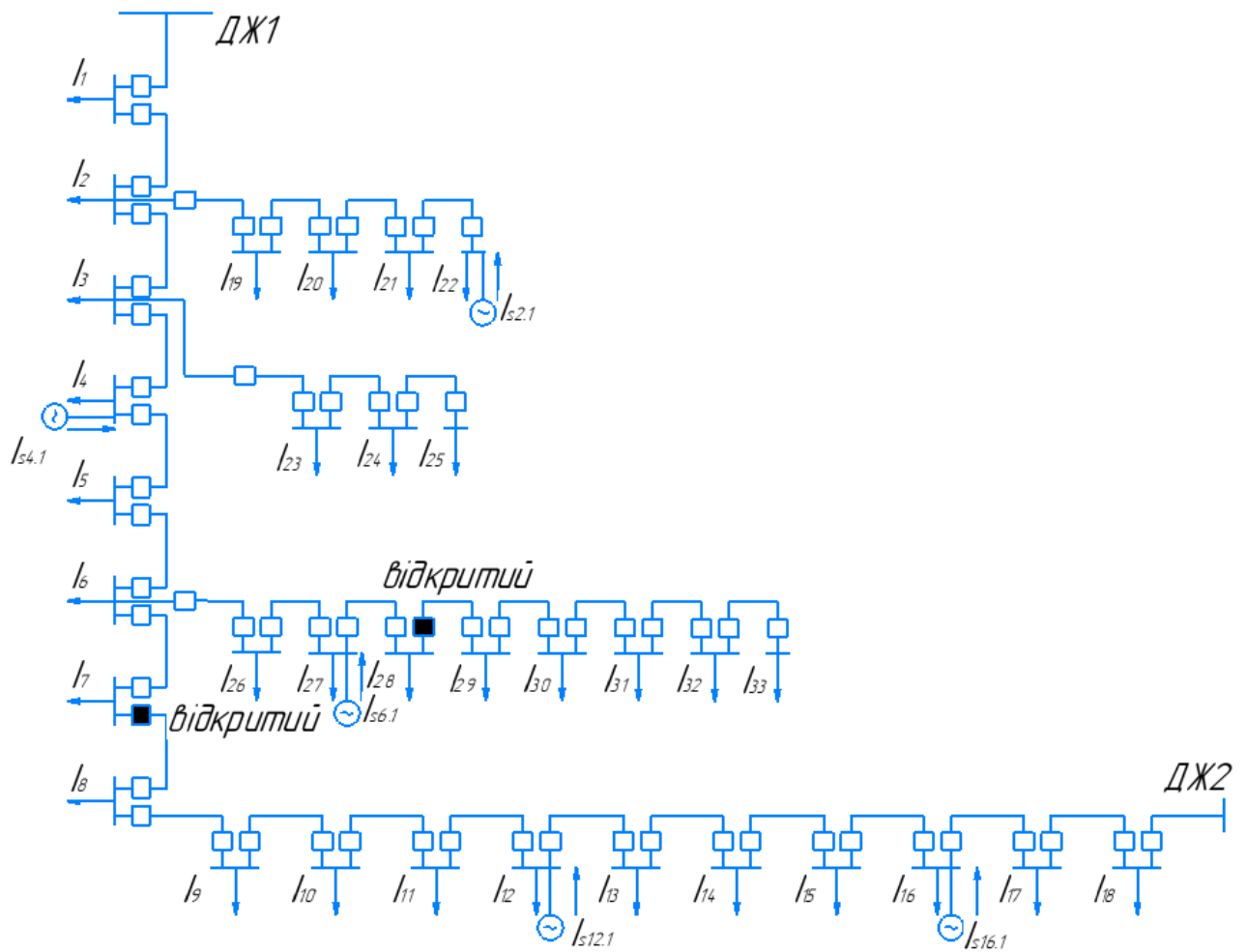


Рис. 4.2 – Схема РМ з 33 вузлами.

Для коректної роботи адаптивної моделі прогнозування важливо забезпечити необхідну ретроспективну вибірку даних щодо ЕН вузлів мережі та вихідної потужності інтегрованих у мережу ЛДЕ.

Зазначені параметри (для окремих 15-хвилинних інтервалів часу) моделювалися випадковим чином, враховуючи типові графіки узагальненого комунально-побутового навантаження для окремих сезонів року.

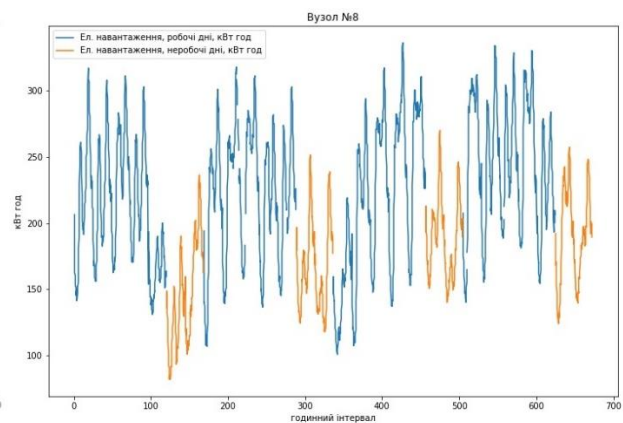
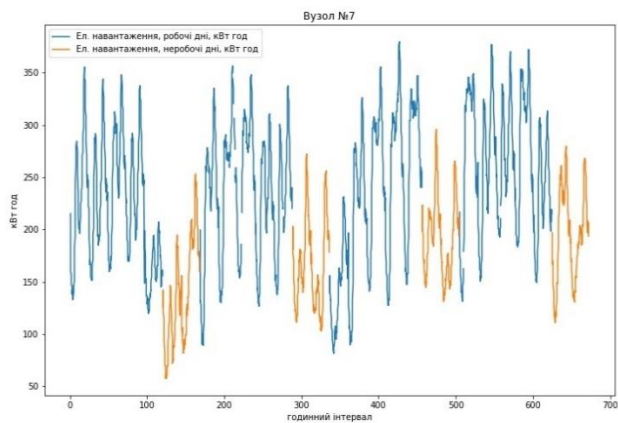
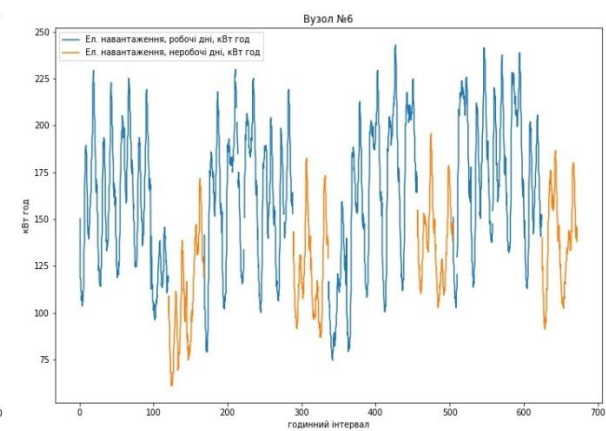
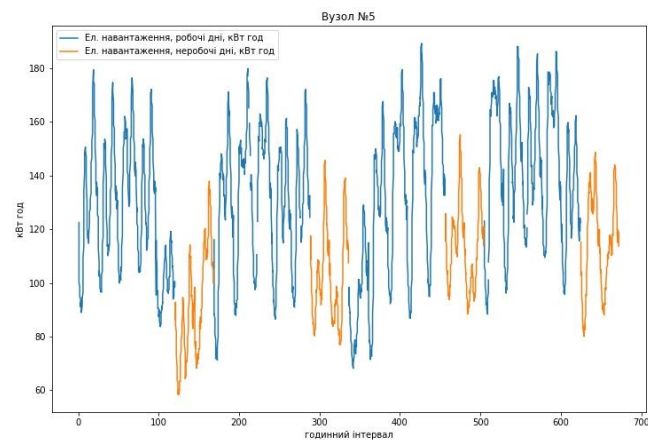
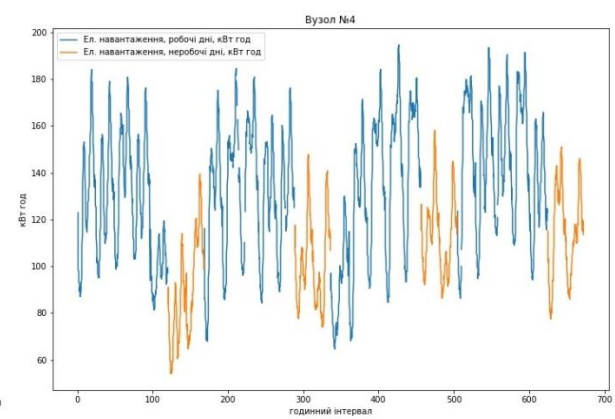
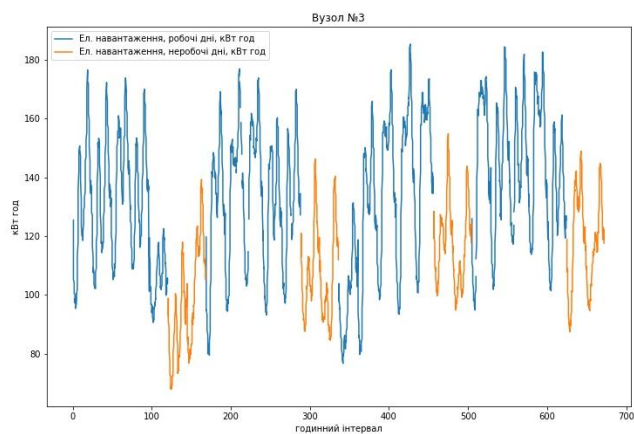
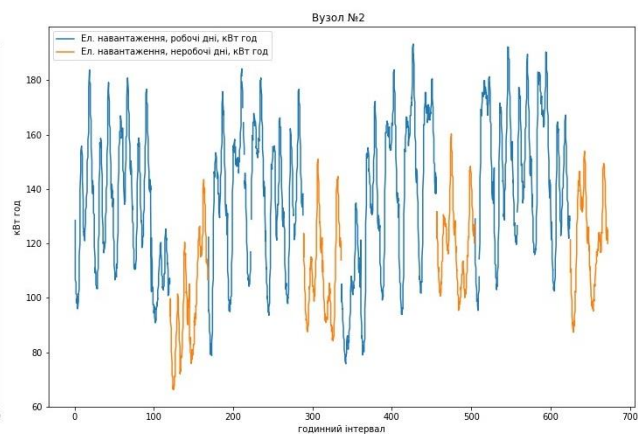
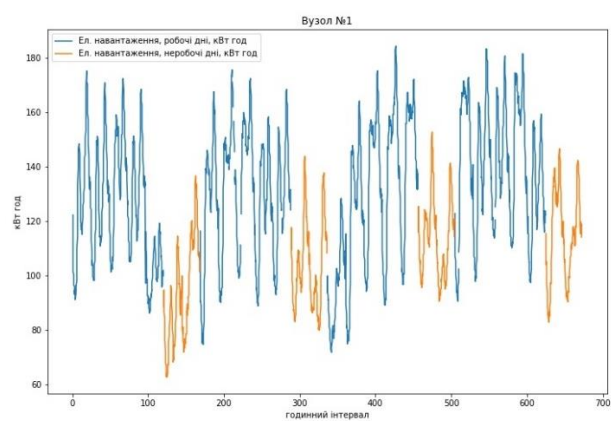
Випадкові викиди у вибірці даних відносно електричного навантаження/вихідної потужності ЛДЕ можуть уплинути на похибку

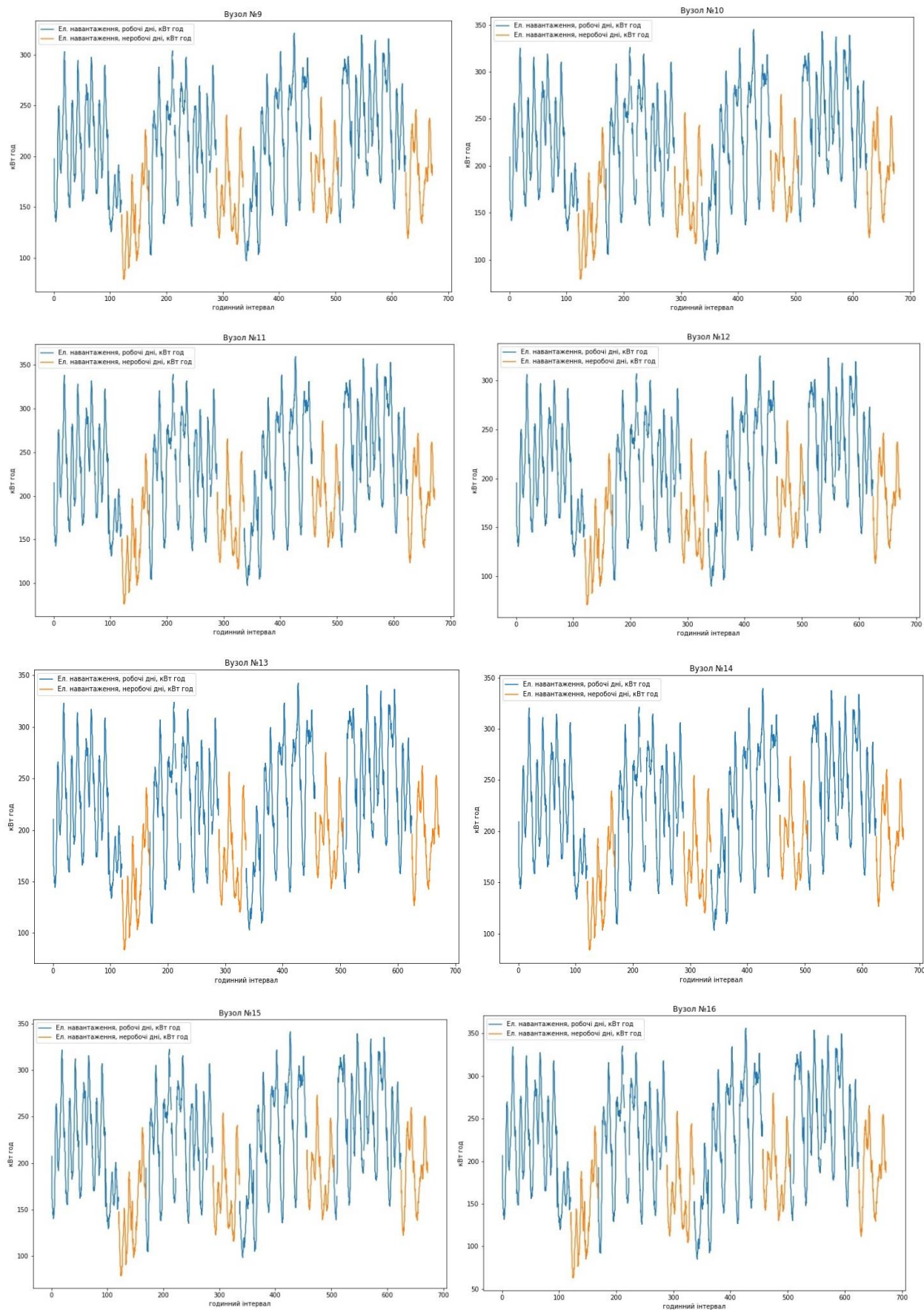
прогнозування, тому для підвищення точності результатів виконується їх попередній аналіз.

Як було зазначено у попередньому розділі, фільтрація даних забезпечує цілісність вибірки і усуває помилки, спричинені втручанням людини або неточністю вимірювань, які виникають на окремих етапах процесу збору інформації.

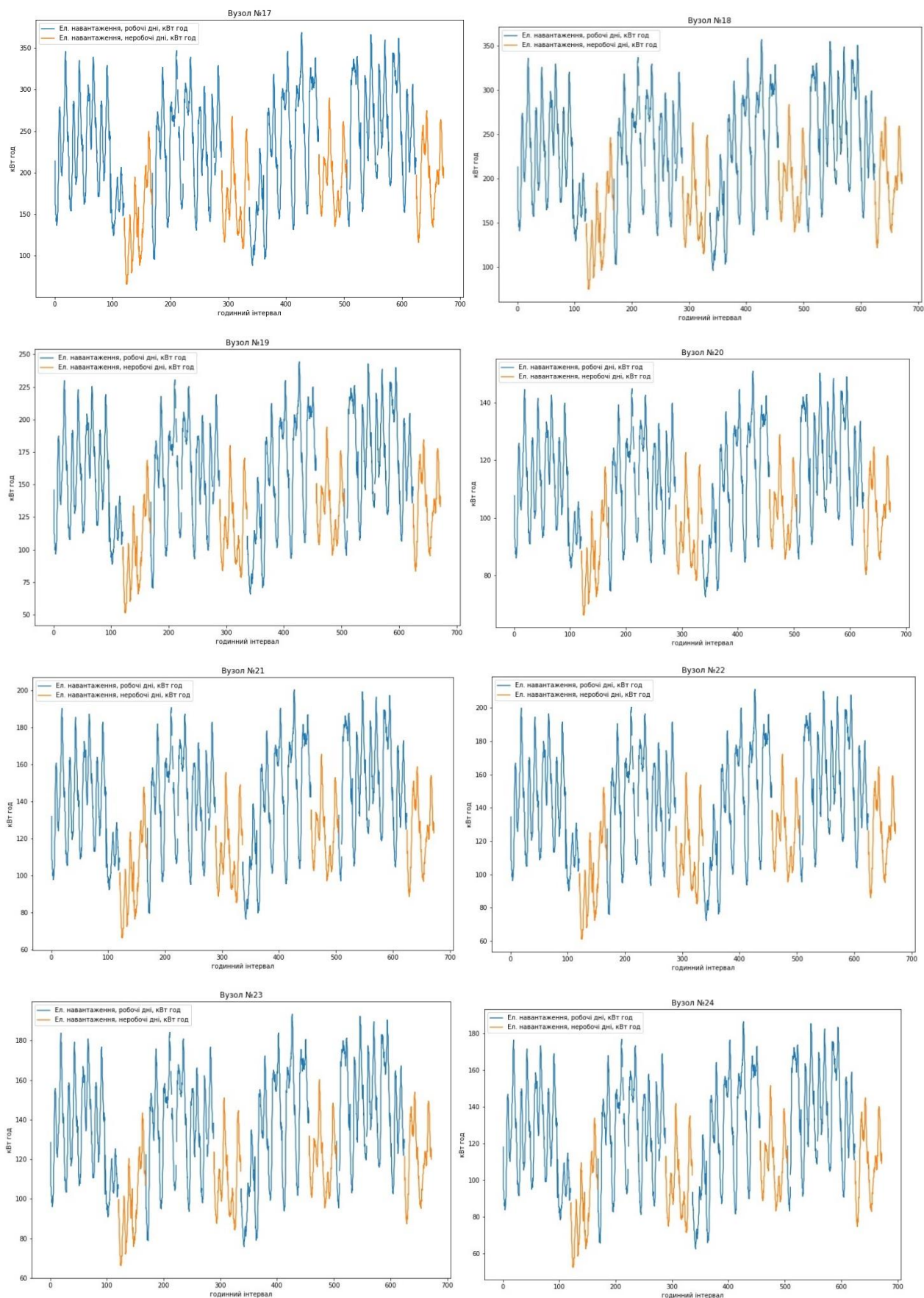
Оскільки збір даних щодо ЕН/вихідної потужності ЛДЕ не передбачає втручання людини, людські помилки були виключені, і лише значення, що виходять за межі діапазону нормального режиму роботи РМ, наприклад, пов'язані з перебоями в живленні або нульові значення, вважалися шумом. Відповідна фільтрація даних була виконана в середовищі Jupyter Notebook з використанням мови програмування Python.

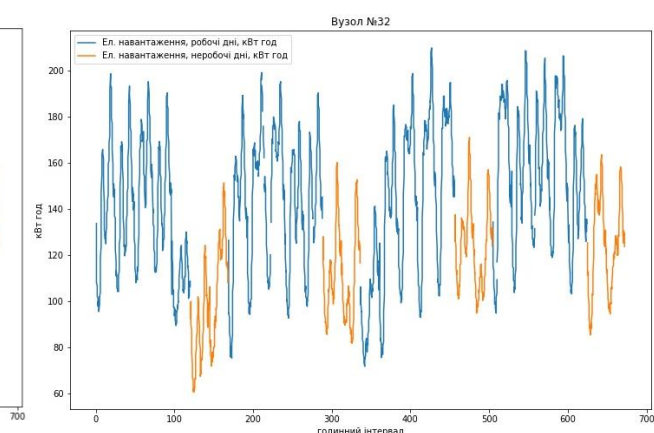
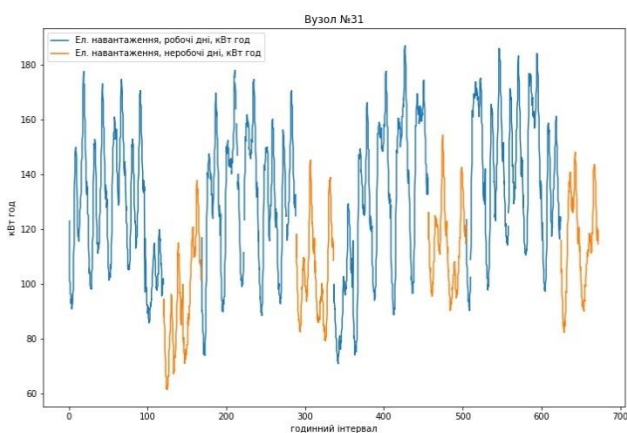
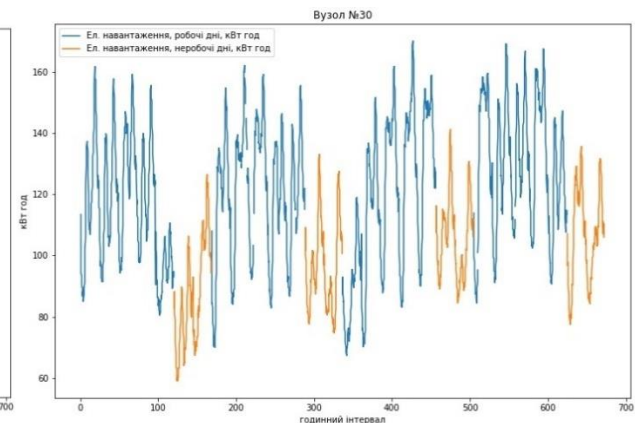
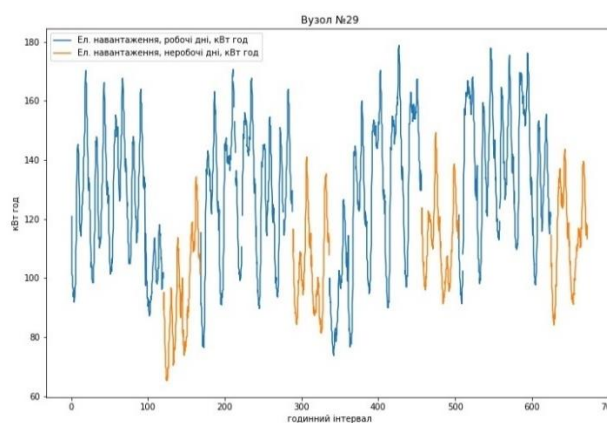
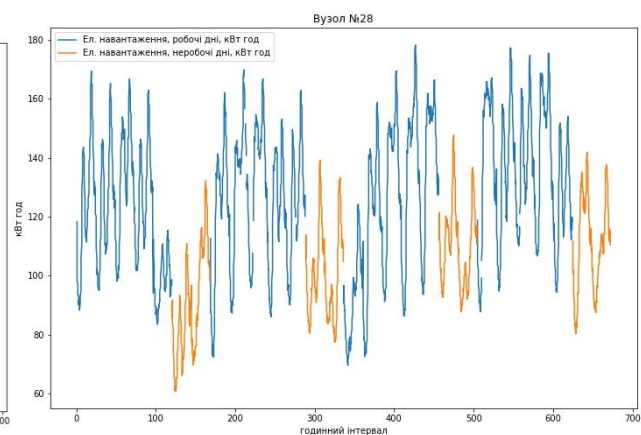
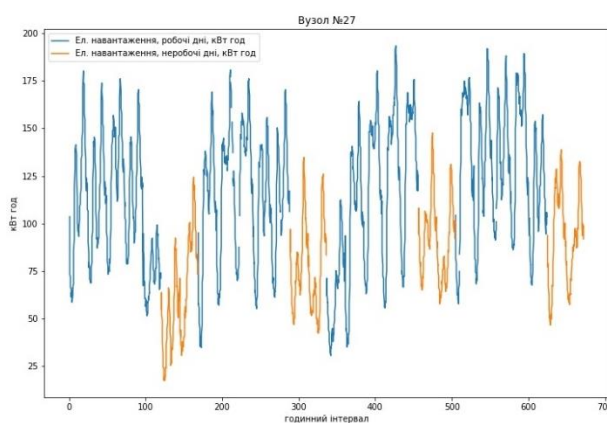
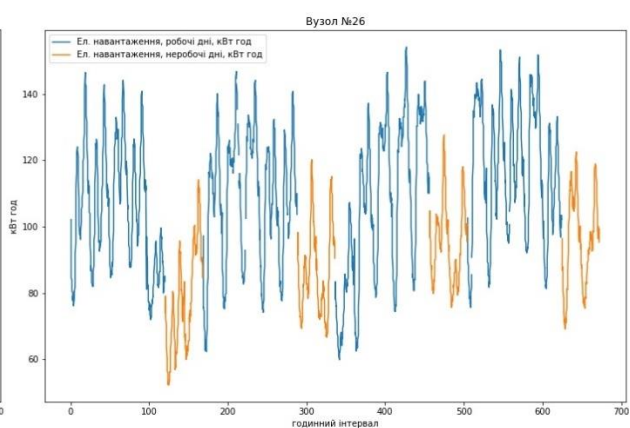
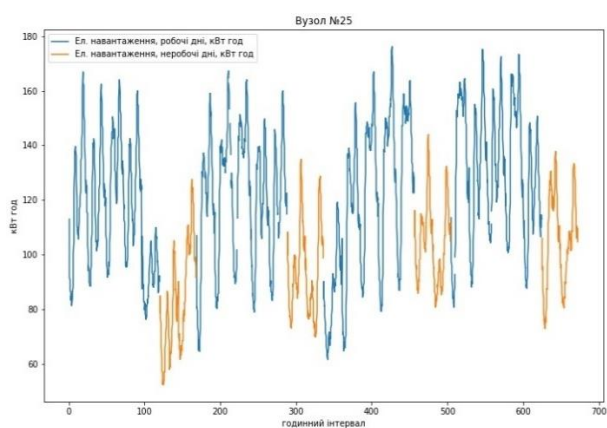
Надалі очищені дані проходять етап розбиття, а саме розділення інформації відносно ЕН/вихідної потужності ЛДЕ на набори, відповідно, для навчання, тестування та перевірки, щоб оцінити, як вибрані методи поводитимуться на різних етапах реалізації процедури прогнозування. Практичний досвід показує, що навчальна вибірка повинна становити більшу частину загальної вибірки даних. Навчальна вибірка містить дані, які використовувалися для визначення та коригування вагових коефіцієнтів кожного методу, тоді як набір для тестування є окремою незалежною підмножиною, яка використовується для тестування методу та для підтвердження його фактичної прогнозної потужності, а також для відстеження похибки. Набір даних для перевірки, який використовується в цьому дослідженні, є ще одною вибіркою, яка представляє собою умовні фактичні значення ЕН та вихідної потужності ЛДЕ виміряні з дискретністю 15 хвилин. Ці дані також використовуються для оцінки продуктивності кінцевого результату кожного методу прогнозування.













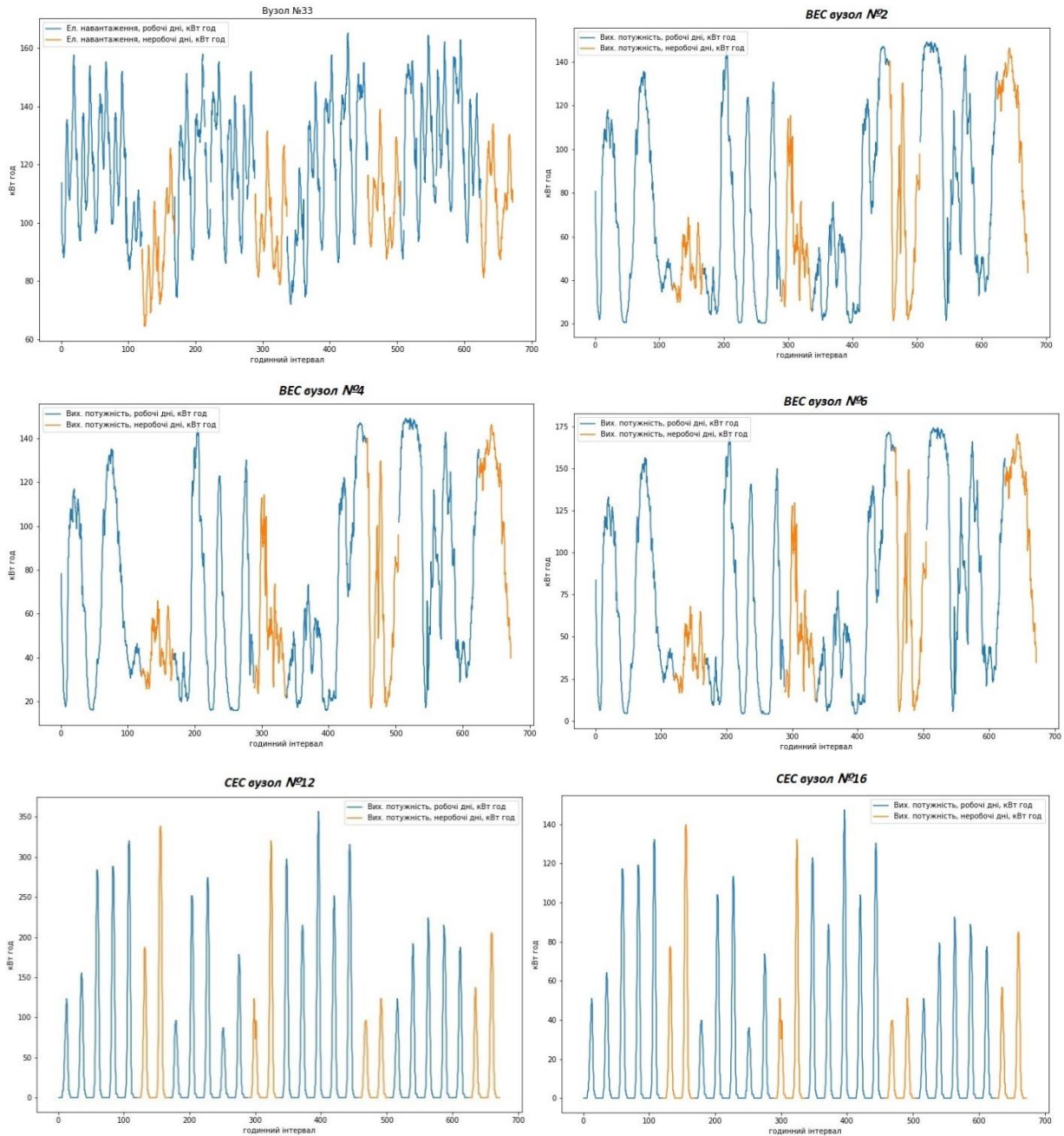


Рис. 4.3 – Вихідні дані електричного навантаження вузлів РМ та вихідної потужності ЛДЕ.

В адаптивну модель були включені наступні методи прогнозування нейронні мережі LSTM, XGBoost, метод Хольта-Вінтерса, метод опорних векторів, основні параметри яких та принципові фактори наведено в табл. 4.2 та 4.3.

Таблиця 4.2 – Вибір параметрів окремих методів прогнозування, які використовуються в моделі адаптивного прогнозування.

Назва методу	Назва параметру	Значення параметру
--------------	-----------------	--------------------

Прогнозування електричних навантажень		
Хольт-Вінтерс	Постійна рівня	$\alpha=0,83$
	Постійна тренду	$\beta=0,01$
	Постійна сезонності	$\gamma=0,17$
SVR	C	10
	Gamma	0.0012
	Kernel function	“rbf”
	epsilon	0,2
XGBoost	n_estimators	100
	max_depth	6
	subsample	1
	colsample_bytree	1
	colsample_bylevel	1
	colsample_bynode	1
	learning_rate	0.3
	min_child_weight	1
	gamma	0
	random_state	0
LSTM	hidden layers	1
	Maximum number of epochs	30
	recurrent_activation	"sigmoid"
	unit_forget_bias	True
	dropout	0
Прогнозування вихідної потужності ФЕС		
Хольт-Вінтерс	Постійна рівня	$\alpha=0.995$
	Постійна тренду	$\beta=0,01$
	Постійна сезонності	$\gamma=0,00499$
SVR	C	10
	Gamma	0.0014

	Kernel function	“rbf”
	epsilon	0,2
XGBoost	n_estimators	200
	max_depth	7
	subsample	1
	colsample_bytree	0,9
	colsample_bylevel	1
	colsample_bynode	1
	learning_rate	0,4
	min_child_weight	6
	gamma	10
	random_state	0
LSTM	hidden layers	1
	Maximum number of epochs	50
	recurrent_activation	"sigmoid"
	unit_forget_bias	True
	dropout	0
Прогнозування вихідної потужності ВЕС		
Хольт-Вінтерс	Постійна рівня	$\alpha=0,895$
	Постійна тренду	$\beta=0,018$
	Постійна сезонності	$\gamma=0,05499$
SVR	C	10
	Gamma	0,0008
	Kernel function	“rbf”
	epsilon	0,2
XGBoost	n_estimators	200
	max_depth	5
	subsample	1
	colsample_bytree	1

	colsample_bylevel	1
	colsample_bynode	0,8
	learning_rate	0,2
	min_child_weight	5
	gamma	5
	random_state	64
LSTM	hidden layers	1
	Maximum number of epochs	50
	recurrent_activation	"sigmoid"
	unit_forget_bias	True
	dropout	0

Таблиця 4.3 – Вибір факторів для прогнозування електричного навантаження вузлів РМ/вихідної потужності ЛДЕ.

Назва методу	Перелік факторів
Прогнозування електричних навантажень	
Хольт-Вінтерс	-
SVR	Номер часового проміжку за добу, день тижня, робочий/вихідний день, номер тижня у місяці, номер місяця у році
XGBoost	Номер часового проміжку за добу, день тижня, робочий/вихідний день, номер тижня у місяці, номер місяця у році
LSTM	Навчання для даного методу здійснюється шляхом налаштування параметрів: (lag), n_lag = 10.
Прогнозування вихідної потужності ФЕС	

Хольт-Вінтерс	-
SVR	номер місяця у році
XGBoost	номер місяця у році
LSTM	Навчання для даного методу здійснюється шляхом налаштування параметрів: (lag), n_lag = 20.
Прогнозування вихідної потужності ВЕС	
Хольт-Вінтерс	-
SVR	номер місяця у році
XGBoost	номер місяця у році
LSTM	Навчання для даного методу здійснюється шляхом налаштування параметрів: (lag), n_lag = 24.

Згідно загальної методики динамічного керування топологією РМ, представлений у розділі 2, на першому етапі необхідно скласти еквівалентну схему РМ. Для РМ (рис. 4.2), враховуючи розташування ділянок з встановленими дистанційно керованими КА, еквівалентна схема наведена на рисунку 4.4.

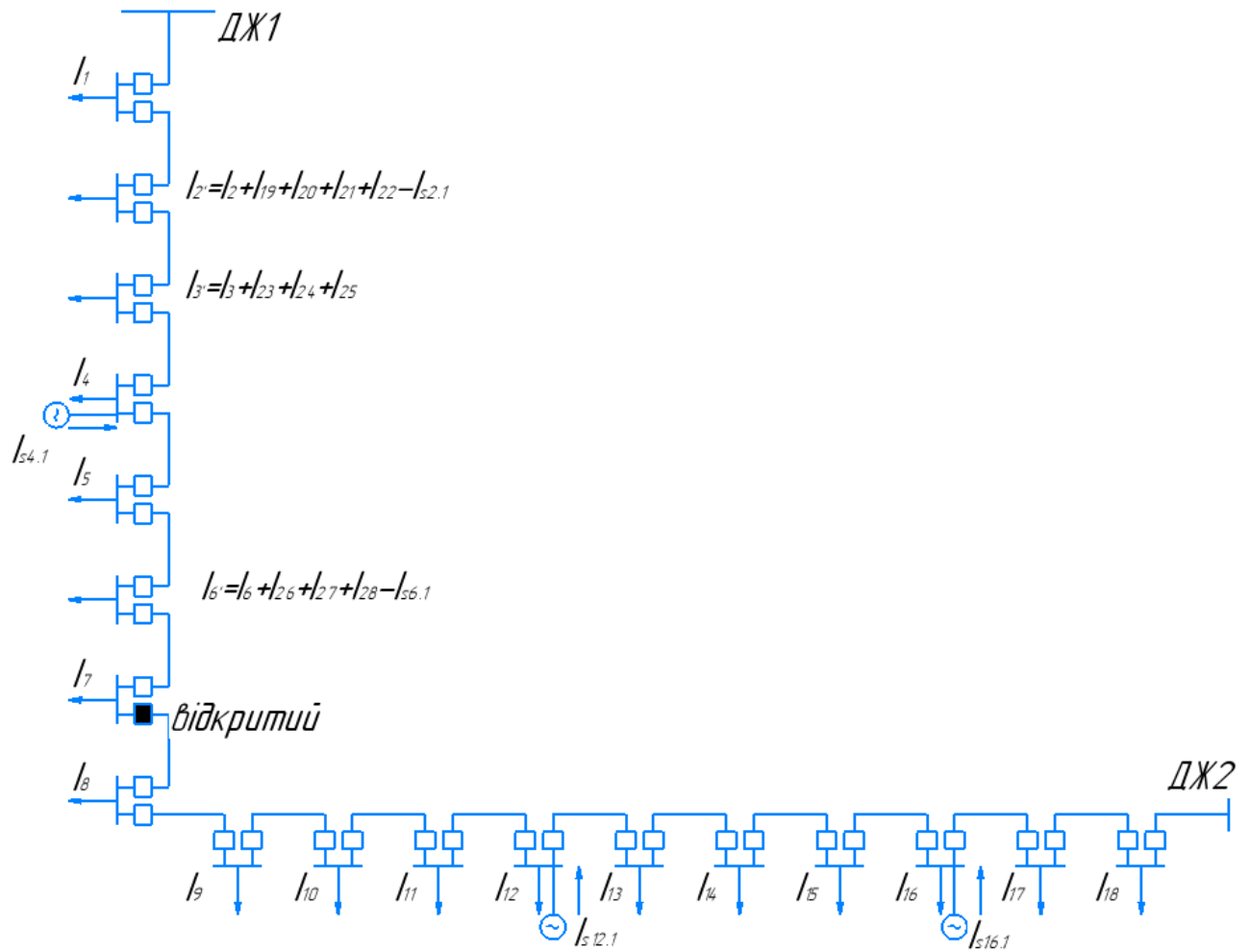


Рис. 4.4 – Еквівалентна схема РМ.

Розрахуємо еквівалентні струми згідно правил, наведених у підрозділі 2.2 та 2.3.

$$I_{2'} = I_2 + I_{19} + I_{20} + I_{21} + I_{22} - I_{s2}$$

$$I_{3'} = I_3 + I_{23} + I_{24} + I_{25}$$

$$I_{6'} = I_6 + I_{26} + I_{27} + I_{28} - I_{s6}$$

Розрахуємо відповідні індикативні показники згідно (2.1-2.11) та (2.12-2.17), які використовуються для визначення доцільності зміни місця розмикання контуру РМ.

$$I_{ch} R_{\Sigma} = I_8 (R_1 + \dots + R_{18} + R_{34}),$$

$$M_1 = I_1 R_1, \quad M_2 = I_{2'} (R_1 + R_2), \quad M_3 = I_{3'} (R_1 + R_2 + R_3), \quad M_4 = I_4 (R_1 + R_2 + R_3 + R_4),$$

$$M_5 = I_5 (R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5), \quad M_6 = I_{6'} (R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 + R_6),$$

$$M_7 = I_7 (R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_5 + R_6 + R_7), \quad M_{18} = I_{18} R_{34}, \quad M_{17} = I_{17} (R_{34} + R_{18}),$$

$$\begin{aligned}
M_{16} &= I_{16}(R_{34} + R_{18} + R_{17}), \quad M_{15} = I_{15}(R_{34} + R_{18} + R_{17} + R_{16}), \\
M_{14} &= I_{14}(R_{34} + R_{18} + R_{17} + R_{16} + R_{15}), \quad M_{13} = I_{13}(R_{34} + R_{18} + R_{17} + R_{16} + R_{15} + R_{14}), \\
M_{12} &= I_{12}(R_{34} + R_{18} + R_{17} + R_{16} + R_{15} + R_{14} + R_{13}), \\
M_{11} &= I_{11}(R_{34} + R_{18} + R_{17} + R_{16} + R_{15} + R_{14} + R_{13} + R_{12}), \\
M_{10} &= I_{10}(R_{34} + R_{18} + R_{17} + R_{16} + R_{15} + R_{14} + R_{13} + R_{12} + R_{11}), \\
M_9 &= I_9(R_{34} + R_{18} + R_{17} + R_{16} + R_{15} + R_{14} + R_{13} + R_{12} + R_{11} + R_{10}), \\
M_{s4} &= I_{s4}(R_1 + R_2 + R_3 + R_4), \quad M_{s16} = I_{s16}(R_{17} + R_{18} + R_{34}), \\
M_{s12} &= I_{s12}(R_{13} + R_{14} + R_{15} + R_{16} + R_{17} + R_{18} + R_{34}), \\
M_{ch} &= I_8(R_9 + R_{10} + R_{11} + R_{12} + R_{13} + R_{14} + R_{15} + R_{16} + R_{17} + R_{18} + R_{34}), \\
M_I &= M_1 + M_2 + M_3 + M_4 + M_5 + M_6 + M_7 \\
M_{II} &= M_{10} + M_{11} + M_{12} + M_{13} + M_{14} + M_{15} + M_{16} + M_{17} + M_{18}
\end{aligned}$$

Розглянемо процедуру прогнозування навантажень вузлів РМ та вихідної потужності ЛДЕ, а відповідно й індикативних показників, на підставі аналізу яких приймається рішення щодо доцільності зміни місця розмикання контуру РМ.

## 4.2 Використання алгоритму динамічного керування топологією розподільною мережею на прикладі типової схеми мережі IEEE з 33 вузлами: числовий приклад.

Згідно загальної схеми динамічного керування топологією РМ (рис. 4.1), окрім постійного моніторингу її режиму, паралельно здійснюється прогнозування його параметрів на основі запропонованої в роботі адаптивної моделі. При цьому в процесі прогнозування з залученням усіх попередньо відібраних до адаптивної моделі методів на кожному кроці визначають методи, в загальному випадку різні для прогнозування ЕН, вихідної потужності ФЕС та ВЕС, які забезпечують мінімальну похибку на певному часовому інтервалі, враховуючи час доби, день тижня, місяць року.

З метою ілюстрації зазначеної процедури, виконаємо прогнозування ЕН для трьох окремих проміжків часу та визначимо похибки прогнозу по кожному з задіяних методів. Результати розрахунків наведені на рисунку 4.5.

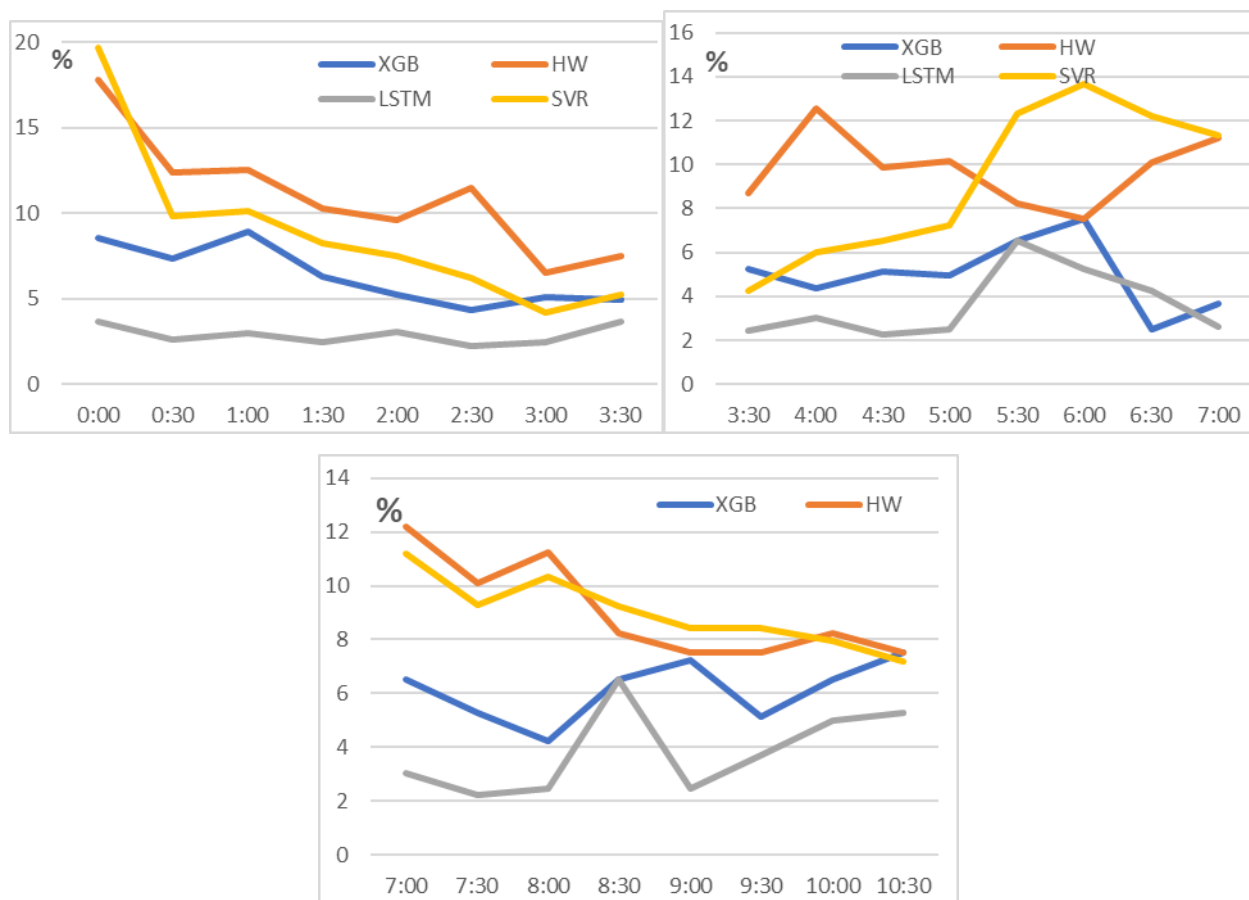
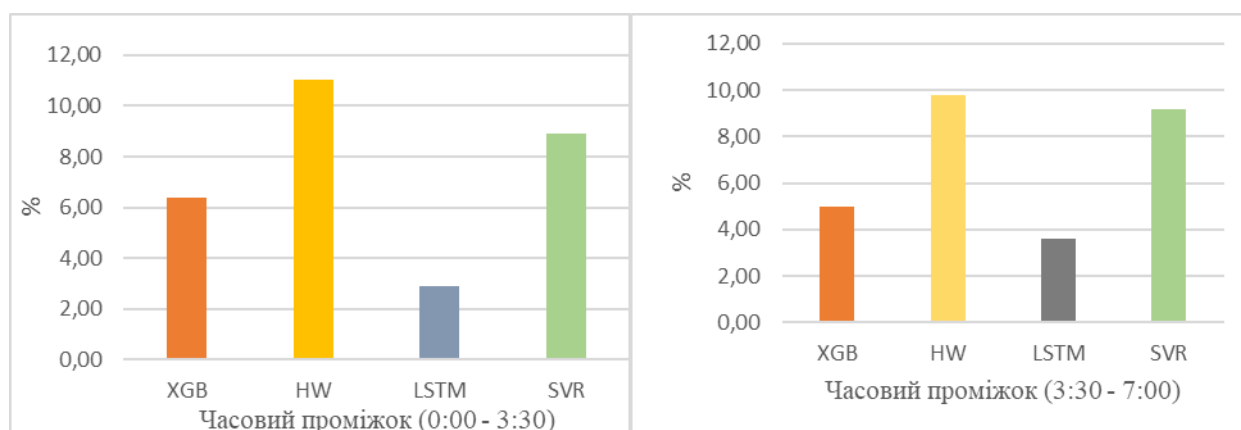


Рис. 4.5 – Абсолютна відсоткова похибки прогнозу на різних часових проміжках за окремими методами адаптивної моделі прогнозування.





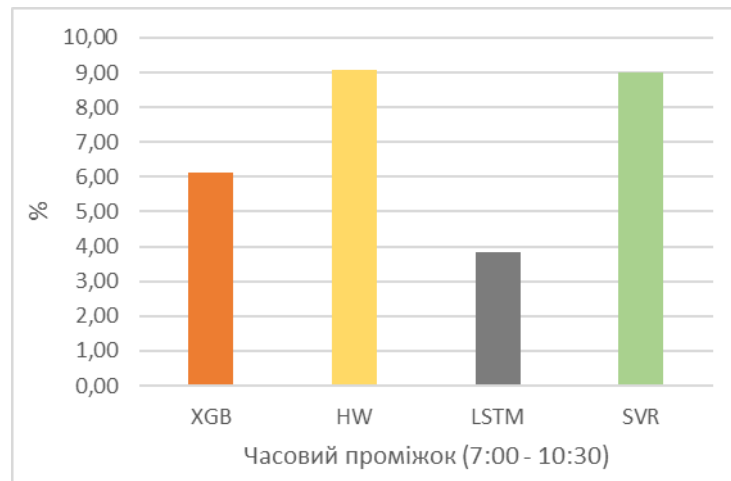


Рис. 4.6 – Значення середньої абсолютної похибки у відсотках на часових проміжках за окремими методами адаптивної моделі прогнозування.

З наведених результатів можна зробити висновок, що, нейронні мережі типу LSTM мають найменшу похибку прогнозування одночасно на декількох часових проміжках.

Як було зазначено у загальному алгоритмі динамічного керування топологією РМ, при появі умов, що свідчать про доцільності переносу місця розмикання контуру, наприклад, наступним кроком є «сканування», тобто послідовне прогнозування зі зростаючим кроком упередження, режимних параметрів, а відповідно й індикативних показників з метою перевірки тривалості доцільності зміни стану дистанційно керованих КА. Для цієї мети застосовується метод прогнозування, який на поточному кроці продемонстрував мінімальну похибку.

Розглянемо роботу адаптивної моделі прогнозування. Спочатку виконуємо прогнозування на крок  $t=t+1$  навантаження кожного з вузлів та вихідної потужності з ЛДЕ для схеми, наведеної на рисунку 4.3 з використанням усіх методів, які попередньо були включені в адаптивну модель. Якщо зміна режимних параметрів, і визначених на їх основі індикативних показників свідчить про доцільність зміни місця розмикання контуру, виконуємо «сканування» часового інтервалу, наприклад, тривалістю 3 години.

Значення вагових коефіцієнтів та перелік факторів, які використовувались у процесі прогнозування (використання адаптивної моделі), наведені у таблицях 4.2 та 4.3.

Результати прогнозування ЕН на крок  $t+1$  приведені у таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Результати прогнозування з використанням адаптивної моделі.

№ вузла	Назва методу	Результат прогнозування на проміжку часу $t=2$ , кВт·год	Фактичне значення ЕН на проміжку часу $t=2$ , кВт·год	Похибка прогнозування, %
1	Хольт-Вінтерс	159,5	174,4	8,54
	SVR	167,5		3,96
	XGBoost	164,5		5,68
	LSTM	175,5		-0,63
2	Хольт-Вінтерс	112	135,15	17,13
	SVR	126,7		6,25
	XGBoost	138,25		-2,29
	LSTM	132,5		1,96
3	Хольт-Вінтерс	152	174,4	12,84
	SVR	162		7,11
	XGBoost	180,05		-3,24
	LSTM	177		-1,49
4	Хольт-Вінтерс	182,5	165,65	-10,17
	SVR	177		-6,85
	XGBoost	179,55		-8,39
	LSTM	162		2,20
5	Хольт-Вінтерс	179,55	156,95	-14,40
	SVR	172		-9,59
	XGBoost	167,5		-6,72
	LSTM	162		-3,22
6	Хольт-Вінтерс	243	226,7	-7,19
	SVR	214,5		5,38
	XGBoost	235,05		-3,68
	LSTM	220,3		2,82
7	Хольт-Вінтерс	365,5	326,95	-11,79
	SVR	345,1		-5,55
	XGBoost	315,35		3,55
	LSTM	335,6		-2,65
8	Хольт-Вінтерс	292,25	318,25	8,17
	SVR	302,45		4,96

	XGBoost	327		-2,75
	LSTM	325,6		-2,31
9	Хольт-Вінтерс	285,15	326,95	12,78
	SVR	292,25		10,61
	XGBoost	310,75		4,95
	LSTM	302,45		7,49
10	Хольт-Вінтерс	345,1	318,05	-8,50
	SVR	285,15		10,34
	XGBoost	310,75		2,30
	LSTM	302,45		4,90
11	Хольт-Вінтерс	285,15	309,55	7,88
	SVR	327		-5,64
	XGBoost	292,25		5,59
	LSTM	310,75		-0,39
12	Хольт-Вінтерс	325,2	300,8	-8,11
	SVR	292,3		2,83
	XGBoost	310,9		-3,36
	LSTM	297,3		1,16
13	Хольт-Вінтерс	322,9	296,45	-8,92
	SVR	311,4		-5,04
	XGBoost	306,05		-3,24
	LSTM	299,8		-1,13
14	Хольт-Вінтерс	339,5	318,35	-6,64
	SVR	292,3		8,18
	XGBoost	299,8		5,83
	LSTM	311,4		2,18
15	Хольт-Вінтерс	327	296,5	-10,29
	SVR	310,2		-4,62
	XGBoost	289,3		2,43
	LSTM	300,45		-1,33
16	Хольт-Вінтерс	335,05	309,5	-8,26
	SVR	323,7		-4,59
	XGBoost	294,8		4,75
	LSTM	301,45		2,60
17	Хольт-Вінтерс	293,7	313,9	6,44
	SVR	335,2		-6,79
	XGBoost	321,15		-2,31
	LSTM	325,1		-3,57
18	Хольт-Вінтерс	300,95	326,95	7,95
	SVR	156		52,29
	XGBoost	347,05		-6,15
	LSTM	332,65		-1,74
19	Хольт-Вінтерс	244,35	218	-12,09
	SVR	202,8		6,97

	XGBoost	205,1		5,92
	LSTM	210,15		3,60
20	Хольт-Вінтерс	117	135,15	13,43
	SVR	127,2		5,88
	XGBoost	138,25		-2,29
	LSTM	132,25		2,15
21	Хольт-Вінтерс	159,5	178,75	10,77
	SVR	167,5		6,29
	XGBoost	164,5		7,97
	LSTM	175,5		1,82
22	Хольт-Вінтерс	147,5	174,4	15,42
	SVR	175,5		-0,63
	XGBoost	167,5		3,96
	LSTM	185,1		-6,14
23	Хольт-Вінтерс	164,5	174,25	5,60
	SVR	175,5		-0,72
	XGBoost	167,5		3,87
	LSTM	169,45		2,75
24	Хольт-Вінтерс	170,05	157	-8,31
	SVR	169,45		-7,93
	XGBoost	179		-14,01
	LSTM	160,2		-2,04
25	Хольт-Вінтерс	127	135,5	6,27
	SVR	160,2		-18,23
	XGBoost	147,5		-8,86
	LSTM	140,1		-3,39
26	Хольт-Вінтерс	120,3	130,8	8,03
	SVR	140,1		-7,11
	XGBoost	132,35		-1,19
	LSTM	127		2,91
27	Хольт-Вінтерс	140,1	170	17,59
	SVR	160,2		5,76
	XGBoost	175,5		-3,24
	LSTM	169,45		0,32
28	Хольт-Вінтерс	160,2	143,85	-11,37
	SVR	140,1		2,61
	XGBoost	160,445		-11,54
	LSTM	147,5		-2,54
29	Хольт-Вінтерс	134	152,6	12,19
	SVR	162,55		-6,52
	XGBoost	147,5		3,34
	LSTM	155,45		-1,87
30	Хольт-Вінтерс	155,45	165,65	6,16
	SVR	147,5		10,96

	XGBoost	162,55		1,87
	LSTM	170,05		-2,66
31	Хольт-Вінтерс	176,2	166	-6,14
	SVR	170,05		-2,44
	XGBoost	159,9		3,67
	LSTM	162,05		2,38
32	Хольт-Вінтерс	185,25	178,75	-3,64
	SVR	190,6		-6,63
	XGBoost	169,3		5,29
	LSTM	180,25		-0,84
33	Хольт-Вінтерс	160,2	130,8	-22,48
	SVR	140,1		-7,11
	XGBoost	160,445		-22,66
	LSTM	135,1		-3,29
ЛДЕ у вузлі №2	Хольт-Вінтерс	59,89	52,32	-14,47
	SVR	47,14		9,90
	XGBoost	55,87		-6,79
	LSTM	49,86		4,70
ЛДЕ у вузлі №4	Хольт-Вінтерс	94,6	78,47	-11,91
	SVR	68,1		4,16
	XGBoost	71,2		3,15
	LSTM	74,6		-4,75
ЛДЕ у вузлі №6	Хольт-Вінтерс	95,01	108,12	12,13
	SVR	114,25		-5,67
	XGBoost	116,45		-7,70
	LSTM	104,25		3,58
ЛДЕ у вузлі №12	Хольт-Вінтерс	0,00	0,00	0,00
	SVR	0,00		0,00
	XGBoost	0,00		0,00
	LSTM	0,00		0,00
ЛДЕ у вузлі №16	Хольт-Вінтерс	0,00	0,00	0,00
	SVR	0,00		0,00
	XGBoost	0,00		0,00
	LSTM	0,00		0,00

Варто зазначити, що у моделі адаптивного прогнозування в якості ЕН і параметрів ЛДЕ використовуються значення активної потужності. У той же час при розрахунку індикативних показників для перевірки доцільності зміни місця розмикання контуру РМ фігурують струмові навантаження, які визначалися наступним чином.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{мер}} \cdot \cos \varphi} \quad (4.1)$$

де  $U_{\text{мер}}$  – напруга мережі;  $\cos \varphi$  – усереднений коефіцієнт навантаження;  
 $P$  – навантаження вузла мережі/вихідна потужність ЛДЕ.

Таблиця 4.5 – Перераховані значення струмових навантажень/вихідної потужності ЛДЕ.

№ вузла	Назва методу	Струмове навантаження, А
1	Хольт-Вінтерс	18,3
	SVR	19,2
	XGBoost	18,9
	LSTM	20,1
2	Хольт-Вінтерс	12,8
	SVR	14,5
	XGBoost	15,9
	LSTM	15,2
3	Хольт-Вінтерс	17,4
	SVR	18,6
	XGBoost	20,6
	LSTM	20,3
4	Хольт-Вінтерс	20,9
	SVR	20,3
	XGBoost	20,6
	LSTM	18,6
5	Хольт-Вінтерс	20,6
	SVR	19,7
	XGBoost	19,2
	LSTM	18,6
6	Хольт-Вінтерс	27,9
	SVR	24,6
	XGBoost	27,0
	LSTM	25,3
7	Хольт-Вінтерс	41,9
	SVR	39,6
	XGBoost	36,2
	LSTM	38,5
8	Хольт-Вінтерс	33,5
	SVR	34,7
	XGBoost	37,5
	LSTM	37,3
9	Хольт-Вінтерс	32,7

	SVR	33,5
	XGBoost	35,6
	LSTM	34,7
10	Холът-Вінтерс	39,6
	SVR	32,7
	XGBoost	35,6
	LSTM	34,7
11	Холът-Вінтерс	32,7
	SVR	37,5
	XGBoost	33,5
	LSTM	35,6
12	Холът-Вінтерс	37,3
	SVR	33,5
	XGBoost	35,7
	LSTM	34,1
13	Холът-Вінтерс	37,0
	SVR	35,7
	XGBoost	35,1
	LSTM	34,4
14	Холът-Вінтерс	38,9
	SVR	33,5
	XGBoost	34,4
	LSTM	35,7
15	Холът-Вінтерс	37,5
	SVR	35,6
	XGBoost	33,2
	LSTM	34,5
16	Холът-Вінтерс	38,4
	SVR	37,1
	XGBoost	33,8
	LSTM	34,6
17	Холът-Вінтерс	33,7
	SVR	38,4
	XGBoost	36,8
	LSTM	37,3
18	Холът-Вінтерс	34,5
	SVR	17,9
	XGBoost	39,8
	LSTM	38,2
19	Холът-Вінтерс	28,0
	SVR	23,3
	XGBoost	23,5
	LSTM	24,1
20	Холът-Вінтерс	13,4

	SVR	14,6
	XGBoost	15,9
	LSTM	15,2
21	Холът-Вінтерс	18,3
	SVR	19,2
	XGBoost	18,9
	LSTM	20,1
22	Холът-Вінтерс	16,9
	SVR	20,1
	XGBoost	19,2
	LSTM	21,2
23	Холът-Вінтерс	18,9
	SVR	20,1
	XGBoost	19,2
	LSTM	19,4
24	Холът-Вінтерс	19,5
	SVR	19,4
	XGBoost	20,5
	LSTM	18,4
25	Холът-Вінтерс	14,6
	SVR	18,4
	XGBoost	16,9
	LSTM	16,1
26	Холът-Вінтерс	13,8
	SVR	16,1
	XGBoost	15,2
	LSTM	14,6
27	Холът-Вінтерс	16,1
	SVR	18,4
	XGBoost	20,1
	LSTM	19,4
28	Холът-Вінтерс	18,4
	SVR	16,1
	XGBoost	18,4
	LSTM	16,9
29	Холът-Вінтерс	15,4
	SVR	18,6
	XGBoost	16,9
	LSTM	17,8
30	Холът-Вінтерс	17,8
	SVR	16,9
	XGBoost	18,6
	LSTM	19,5
31	Холът-Вінтерс	20,2



	SVR	19,5
	XGBoost	18,3
	LSTM	18,6
32	Хольт-Вінтерс	21,2
	SVR	21,9
	XGBoost	19,4
	LSTM	20,7
33	Хольт-Вінтерс	18,4
	SVR	16,1
	XGBoost	18,4
	LSTM	15,5
ЛДЕ у вузлі №2	Хольт-Вінтерс	6,9
	SVR	5,4
	XGBoost	6,4
	LSTM	5,7
ЛДЕ у вузлі №4	Хольт-Вінтерс	77,0
	SVR	65,9
	XGBoost	66,6
	LSTM	72,1
ЛДЕ у вузлі №6	Хольт-Вінтерс	10,9
	SVR	13,1
	XGBoost	13,4
	LSTM	12,0
ЛДЕ у вузлі №12	Хольт-Вінтерс	0,0
	SVR	0,0
	XGBoost	0,0
	LSTM	0,0
ЛДЕ у вузлі №16	Хольт-Вінтерс	0,0
	SVR	0,0
	XGBoost	0,0
	LSTM	0,0

Далі розрахуємо індикативні показники (2.12) – (2.18) з метою пересвідчитися чи зберігається умова щодо доцільності зміни місця розмикання контуру мережі на наступному часовому проміжку (табл. 4.6).

Таблиця 4.6 – Розрахунок параметрів для визначення індикативного показника.

№з/п / часовий проміжок	Хольта-Вінтерса	SVR	XGBoost	LSTM
М <sub>1</sub>	2,8	3,0	2,9	3,1

M <sub>2</sub>	23,7	24,8	24,9	25,9
M <sub>3</sub>	27,4	29,8	30,1	28,9
M <sub>4</sub>	12,7	12,4	12,5	11,3
M <sub>5</sub>	18,0	17,3	16,8	16,3
M <sub>6</sub>	67,9	77,2	82,1	82,4
M <sub>7</sub>	56,6	53,5	50,1	57,9
M <sub>ch</sub>	63,9	66,1	71,5	71,2
M <sub>9</sub>	56,9	58,4	62,0	60,4
M <sub>10</sub>	60,2	49,7	54,2	52,8
M <sub>11</sub>	46,4	53,2	47,6	50,6
M <sub>12</sub>	48,0	43,1	45,9	43,9
M <sub>13</sub>	43,9	42,3	41,6	40,7
M <sub>14</sub>	40,1	34,5	35,4	36,8
M <sub>15</sub>	33,7	31,9	29,8	30,9
M <sub>16</sub>	30,6	29,6	26,9	27,5
M <sub>17</sub>	19,4	22,1	21,2	21,5
M <sub>18</sub>	10,7	5,5	12,3	11,8
I <sub>ch</sub> R <sub>Σ</sub>	114,4	118,4	128,0	127,5
M <sub>s4.1</sub>	6,6	4,8	5,0	5,2
M <sub>s12.1</sub>	0,0	0,0	0,0	0,0
M <sub>s16.1</sub>	0,0	0,0	0,0	0,0
M <sub>I</sub>	209,2	217,8	219,4	225,7
M <sub>II</sub>	396,9	378,3	386,5	387,7

За результатами прогнозування індикативних показників, отриманих на підставі методу Хольта-Вінтерса, перевіримо доцільність переносу місця розмикання мережі ліворуч, тобто на ділянку 6-7 (рис. 4.4):

$$M_I - M_{II} - M_{s12.1} - M_{s16.1} + M_{s4.1} > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}$$

$$209,2 - 396,9 - 0 - 0 + 6,6 > \frac{114,4}{2} \rightarrow -181,07 < 57,19$$

Таким чином, у момент часу  $t=0$  **недоцільно** змінювати місце розмикання контуру з ділянки 7-8 на ділянку 6-7.

Перевіримо доцільність у момент часу  $t=0$  переносу місця розмикання контуру мережі праворуч:

$$M_{II} - M_I + M_{s12.1} + M_{s16.1} - M_{s4.1} > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}$$

$$396,9 - 209,2 + 0 + 0 - 6,6 > \frac{114,4}{2} \rightarrow 181,07 > 57,19$$

Умова виконується, що свідчить стосовно **доцільності** зміни місця розмикання контуру з ділянки 7-8 на ділянку 8-9.

Перевіримо доцільність переносу місця розмикання контуру ліворуч, тобто на ділянку 6-7 мережі (рис. 4.4), за результатами прогнозування відповідних параметрів режиму, здійсненого з використанням методу SVR:

$$M_I - M_{II} - M_{s12.1} - M_{s16.1} + M_{s4.1} > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}$$

$$217,8 - 378,3 - 0 - 0 + 4,8 > \frac{118,4}{2} \rightarrow -155,8 < 59,2$$

Таким чином, у момент часу  $t=0$  **недоцільно** змінювати топологію мережі, змінивши місце розмикання контуру з ділянки 7-8 на ділянку 6-7 (рис. 4.4).

Перевіримо доцільність переносу місця розмикання контуру мережі праворуч у момент часу  $t=0$ :

$$M_{II} - M_I + M_{s12.1} + M_{s16.1} - M_{s4.1} > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}$$

$$378,3 - 217,8 + 0 + 0 + 4,8 > \frac{118,4}{2} \rightarrow 155,8 > 59,2$$

Умова виконується. За результатами перевірки на підставі індикативних показників **доцільно** перенести місце розмикання контуру з ділянки 7-8 на ділянку 8-9.

За умов використання прогнозних значень відповідних параметрів режиму, отриманих з використанням методу **XGBoost**, були одержані наступні результати.

$$M_I - M_{II} - M_{s12.1} - M_{s16.1} + M_{s4.1} > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}$$

$$219,4 - 386,5 - 0 - 0 + 12,3 > \frac{128}{2} \rightarrow -162 < 64 \quad (4.2)$$

Згідно (4.2), у момент часу  $t=0$  **недоцільно** змінювати топологію мережі, тобто змінювати місце розмикання контуру з ділянки 7-8 на ділянку 6-7 (рис. 4.4).

У той же час перевірка доцільності переносу місця розмикання контуру мережі в момент часу  $t=0$  праворуч, тобто з ділянки 7-8 на ділянку 8-9 (рис. 4.4):

$$M_{II} - M_I + M_{s12.1} + M_{s16.1} - M_{s4.1} > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}$$

$$386,5 - 219,4 + 0 + 0 + 12,3 > \frac{128}{2} \rightarrow 162 > 64$$

свідчить про доцільність такої операції.

Нарешті, виконаємо аналогічний аналіз на підставі даних прогнозування, отриманих у процесі використання методу **LSTM**:

$$M_I - M_{II} - M_{s12.1} - M_{s16.1} + M_{s4.1} > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}$$

$$225,7 - 387,7 - 0 - 0 + 5,2 > \frac{127,5}{2} \rightarrow -156,9 < 63,7$$

Тобто в момент часу  $t=0$  **недоцільно** змінювати топологію мережі за рахунок зміни місця розмикання з ділянки 7-8 на ділянку 6-7 (рис. 4.4).

Перевіримо доцільність у момент часу  $t=0$  переносу місця розмикання контуру мережі праворуч:

$$M_{II} - M_I + M_{s12.1} + M_{s16.1} - M_{s4.1} > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}$$

$$387,7 - 225,7 + 0 + 0 + 5,2 > \frac{127,5}{2} \rightarrow 156,9 > 63,7$$

Умова виконується.

Безперечно, є **доцільним** перенести місце розмикання контуру з ділянки 7-8 на ділянку 8-9 (рис. 4.4).

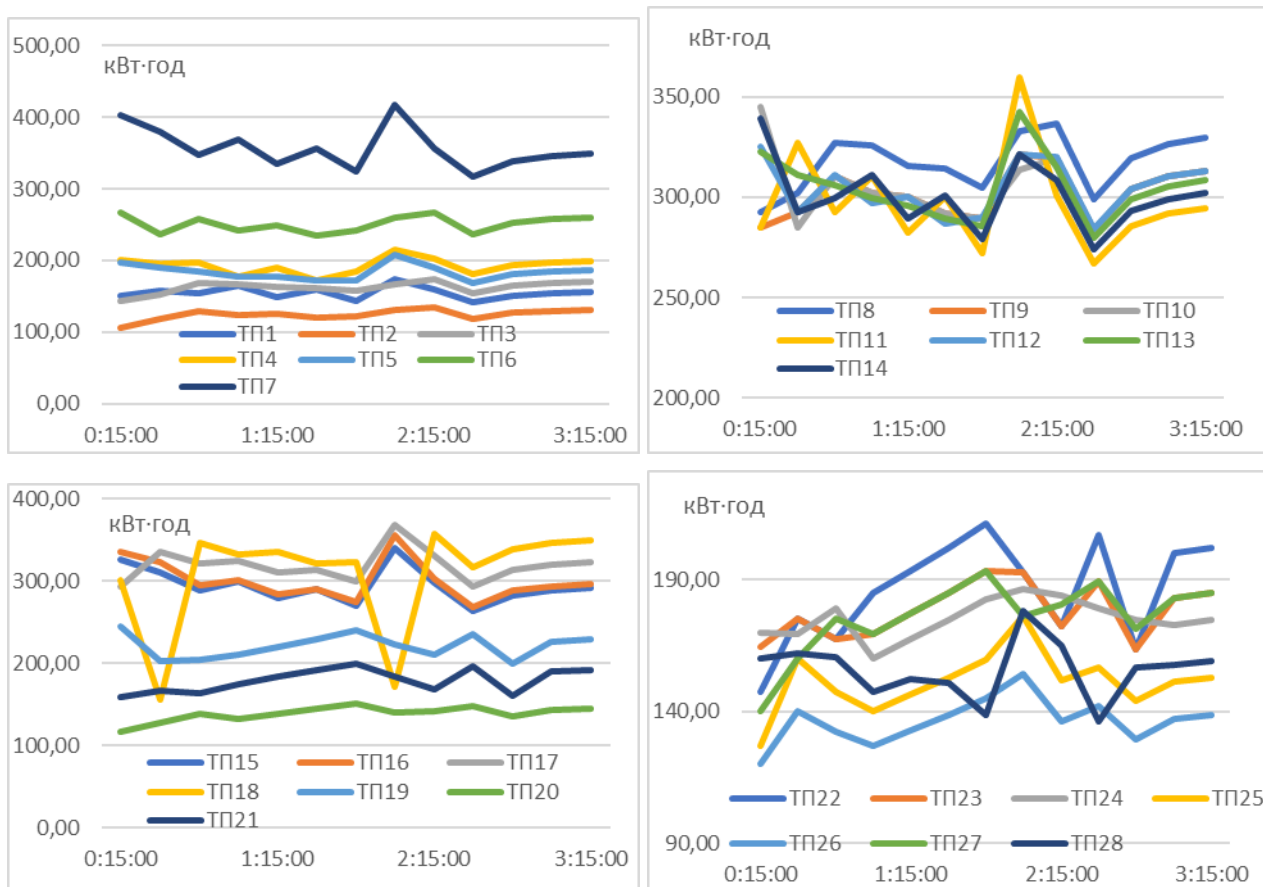
Таким чином, отримані на підставі усіх методів прогнозування значення навантажень та вихідної потужності ЛДЕ свідчать стосовно доцільності переносу місця розмикання контуру мережі. Наступним кроком є послідовне прогнозування («сканування») режимних параметрів з метою перевірки тривалості зміни режиму роботи мережі, який відповідає доцільності збереження нового місця розмикання контуру. Для цієї мети використовується метод прогнозування, який на останньому кроці мав мінімально абсолютну похибку. У прикладі, що розглядається, мінімальну похибку прогнозу

забезпечував метод LSTM (табл. 4.5). При цьому необхідно зазначити, що даний метод продемонстрував найкращі результати як при прогнозуванні навантажень вузлів РМ, так і вихідної потужності ЛДЕ.

Значення вагових коефіцієнтів та перелік факторів, які використовувались у процесі прогнозування згідно даного методу наведені у таблицях 4.5 та 4.6.

У той же час з наведених результатів (табл. 4.5) можна побачити, що окремі методи прогнозування, включені в адаптивну модель, забезпечують різну точність прогнозування на певних часових проміжках. На додаток до досліджень, наведених у [151], [152] це може бути ще одним обґрунтуванням доцільності використання саме адаптивної моделі прогнозування при вирішенні питань динамічного керування режимами, зокрема топологією, РМ.

Результати «сканування» (послідовного прогнозування) параметрів режиму ЕМ (рис. 4.7) для 3-х годинного проміжку часу.



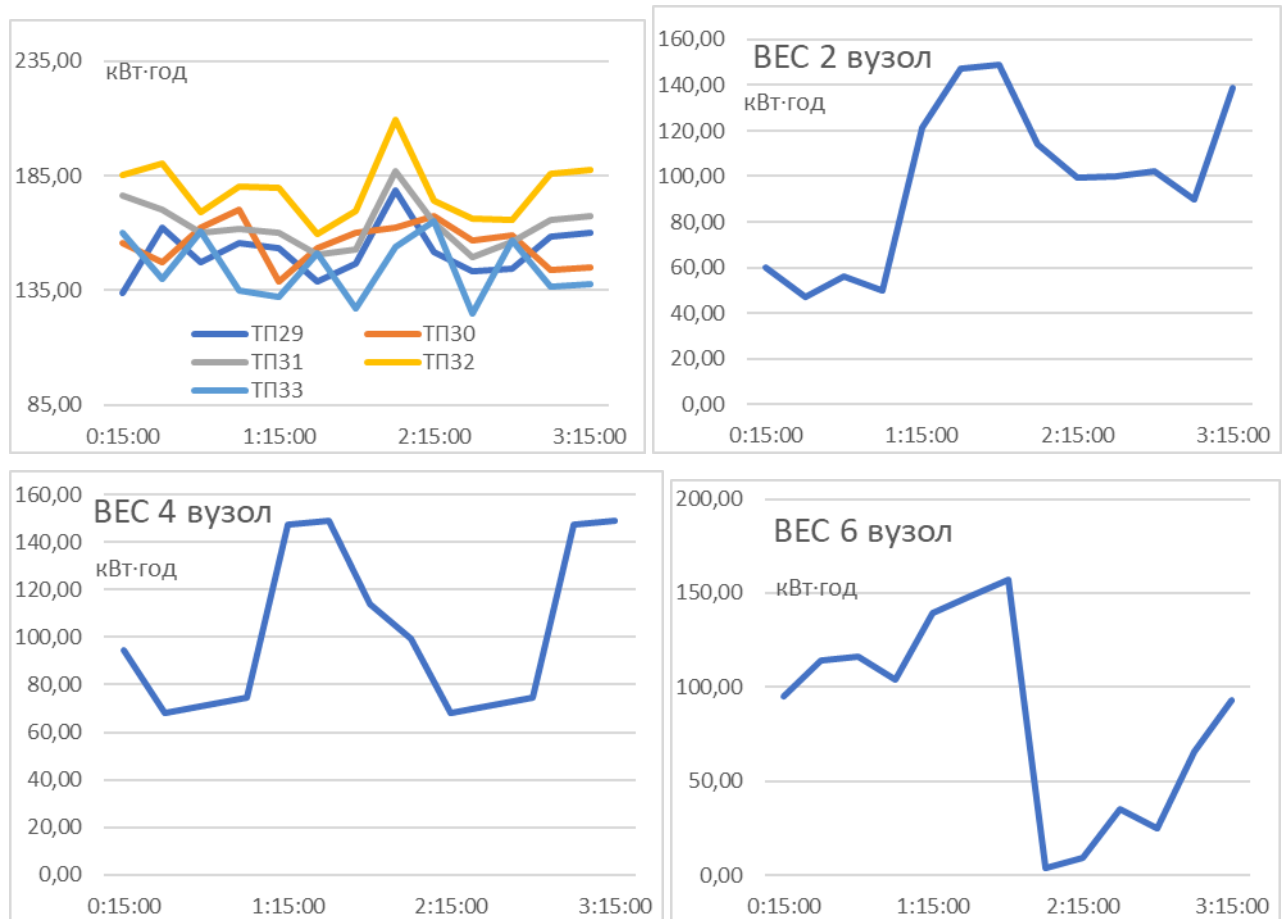


Рис. 4.7 – Результати «сканування» (послідовного прогнозування) параметрів режиму з використанням методу LSTM.

Для кожного з прогнозованих значень навантажень та вихідної потужності ЛДЕ перевіряємо доцільність збереження нового місця розмикання контуру у якості оптимального. Відповідні вибіркові розрахунки наведені в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Перевірка стабільності зміни параметрів режиму РМ за результатами прогнозування методом LSTM.

№з/п / часовий проміжок	Для моменту часу $t=00:15$	Для моменту часу $t=01:15$	Для моменту часу $t=02:15$	Для моменту часу $t=03:15$
$M_1$	3,1	2,8	3,0	2,7
$M_2$	25,9	24,6	24,6	25,7
$M_3$	28,9	29,7	30,5	31,4
$M_4$	11,3	12,1	10,9	11,7
$M_5$	16,3	16,2	15,7	15,7
$M_6$	82,4	80,9	69,2	67,1
$M_7$	57,9	48,4	46,5	40,0
$M_{ch}$	71,2	69,0	68,7	66,7

M <sub>9</sub>	60,4	59,9	58,3	57,8
M <sub>10</sub>	52,8	52,3	50,9	50,5
M <sub>11</sub>	50,6	45,9	48,8	44,3
M <sub>12</sub>	43,9	44,3	42,4	42,8
M <sub>13</sub>	40,7	40,2	39,3	38,8
M <sub>14</sub>	36,8	34,2	35,5	33,0
M <sub>15</sub>	30,9	28,8	29,9	27,8
M <sub>16</sub>	27,5	26,0	26,6	25,1
M <sub>17</sub>	21,5	20,5	20,7	19,8
M <sub>18</sub>	11,8	11,9	11,4	11,5
I <sub>ch</sub> R <sub>Σ</sub>	127,5	123,6	123,0	119,3
M <sub>s4.1</sub>	5,2	10,3	10,4	8,0
M <sub>s12.1</sub>	0,0	0,0	2,2	3,1
M <sub>s16.1</sub>	0,0	0,0	0,5	0,8
M <sub>I</sub>	225,7	214,7	200,5	194,4
M <sub>II</sub>	387,7	373,1	374,3	360,2

Так, наприклад, на момент часу  $t=01:15$ :

$$M_I - M_{II} - M_{s12.1} - M_{s16.1} + M_{s4.1} > \frac{I_{ch}R_{\Sigma}}{2}$$

$$214,7 - 373,1 - 0 - 0 + 10,3 > \frac{123,6}{2} \rightarrow -148,2 < 61,8$$

виконання умови

$$M_{II} - M_I + M_{s12.1} + M_{s16.1} - M_{s4.1} > \frac{I_{ch}R_{\Sigma}}{2}$$

$$373,1 - 214,7 + 0 + 0 - 10,3 > \frac{123,6}{2} \rightarrow 148,2 > 61,8$$

свідчить про доцільність збереження місця розмикання контуру на ділянці 8-9.

$$M_I - M_{II} - M_{s12.1} - M_{s16.1} + M_{s4.1} > \frac{I_{ch}R_{\Sigma}}{2}$$

$$200,5 - 374,3 - 2,2 - 0,5 + 10,4 > \frac{123}{2} \rightarrow -166,1 < 61,5$$

Аналогічні результати маємо для параметрів режиму, отриманих у процесі прогнозування для періоду часу  $t=02:15$

$$M_{II} - M_I + M_{s12.1} + M_{s16.1} - M_{s4.1} > \frac{I_{ch}R_{\Sigma}}{2}$$

$$374,3 - 200,5 + 2,2 + 0,5 + 10,4 > \frac{123}{2} \rightarrow 166,1 > 61,5$$

$$M_I - M_{II} - M_{s12.1} - M_{s16.1} + M_{s4.1} > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}$$

$$194,4 - 360,2 - 3,1 - 0,8 + 8 > \frac{119,3}{2} \rightarrow -161,8 < 59,6$$

та  $t=03:15$

$$M_{II} - M_I + M_{s12.1} + M_{s16.1} - M_{s4.1} > \frac{I_{ch} R_{\Sigma}}{2}$$

$$360,2 - 194,4 + 3,1 + 0,8 + 8 > \frac{119,3}{2} \rightarrow 161,8 > 59,6$$

Якщо оператором системи розподілу апіорі було прийнято рішення, що 3-х годинна тривалість режиму достатня для відповідної зміни поточкорозподілу з метою мінімізації втрат ЕЕ, то видається команда на здійснення необхідних перекомутацій за участю дистанційно керованих КА.

У якості прикладу у таблиці 4.8 наведено результати визначення оптимальних місць розмикання контуру РМ (рис. 4.4) у добовому розрізі.

Важливою інформацією щодо доцільності динамічного керування топологією РМ є розрахунок величини додаткового зниження втрат потужності та енергії, який при цьому досягається:

$$\delta(\Delta A) = (\Delta P'_I + \Delta P'_{II}) - (\Delta P_I + \Delta P_{II})$$

де  $\Delta P_I, \Delta P_{II}$  – втрати потужності в напівпетлях контуру РМ до зміни топології;  $\Delta P'_I, \Delta P'_{II}$  – втрати потужності в напівпетлях контуру РМ після зміни топології. Результати відповідних розрахунків наведені в табл. 4.8.

Таблиця 4.8 – Оптимальні місця розмикання контуру РМ (рис. )

Часовий проміжок	Значення індикативного показника на часовому проміжку	Результати керування режимами роботи ЕМ (місце розмикання)	Значення додаткового зменшення втрат потужності, кВт·год
01:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 7-8 змінюємо на 8-9	43,2
02:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	25,01
03:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	36,83
04:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	37,67
05:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	32,49



06:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	16,96
07:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	16,32
08:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 8-9 змінюємо на 7-8	0
09:00	умова не виконується	Залишаємо 7-8	0
10:00	умова не виконується	Залишаємо 7-8	0
11:00	умова не виконується	Залишаємо 7-8	0
12:00	умова не виконується	Залишаємо 7-8	0
13:00	умова не виконується	Залишаємо 7-8	0
14:00	умова не виконується	Залишаємо 7-8	0
15:00	умова не виконується	Залишаємо 7-8	0
16:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 7-8 змінюємо на 8-9	76,66
17:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	35,42
18:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	32,29
19:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	31,88
20:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 8-9 змінюємо на 7-8	0
21:00	умова не виконується	Залишаємо 7-8	0
22:00	умова не виконується	Залишаємо 7-8	0
23:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 7-8 змінюємо на 8-9	37,41
00:00	умова не виконується	Залишаємо 8-9	25,94
<b>Усього за добу</b>			<b>448,08</b>

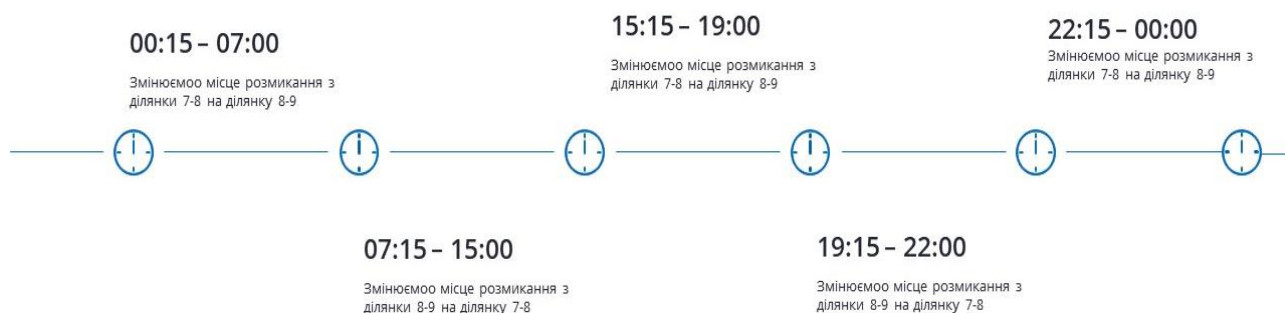
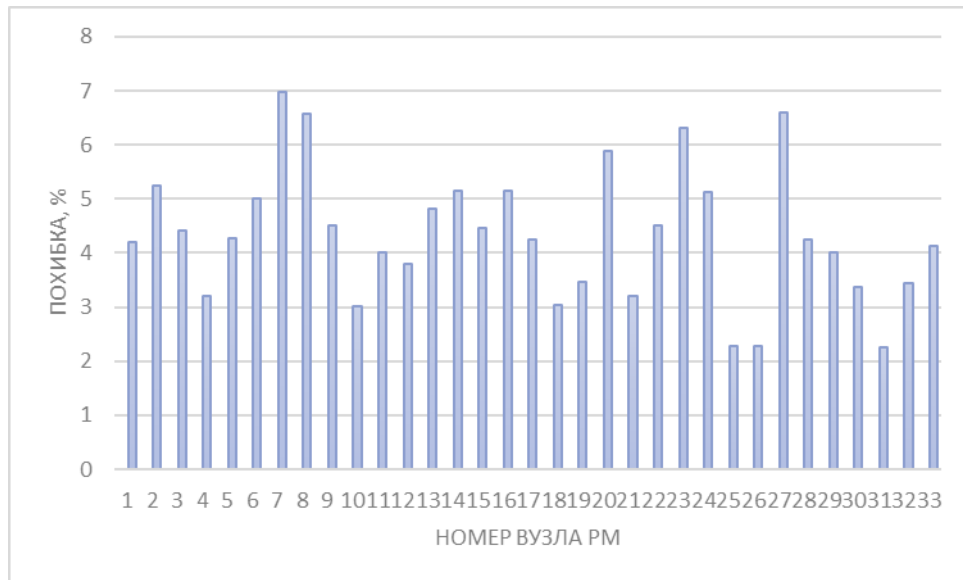
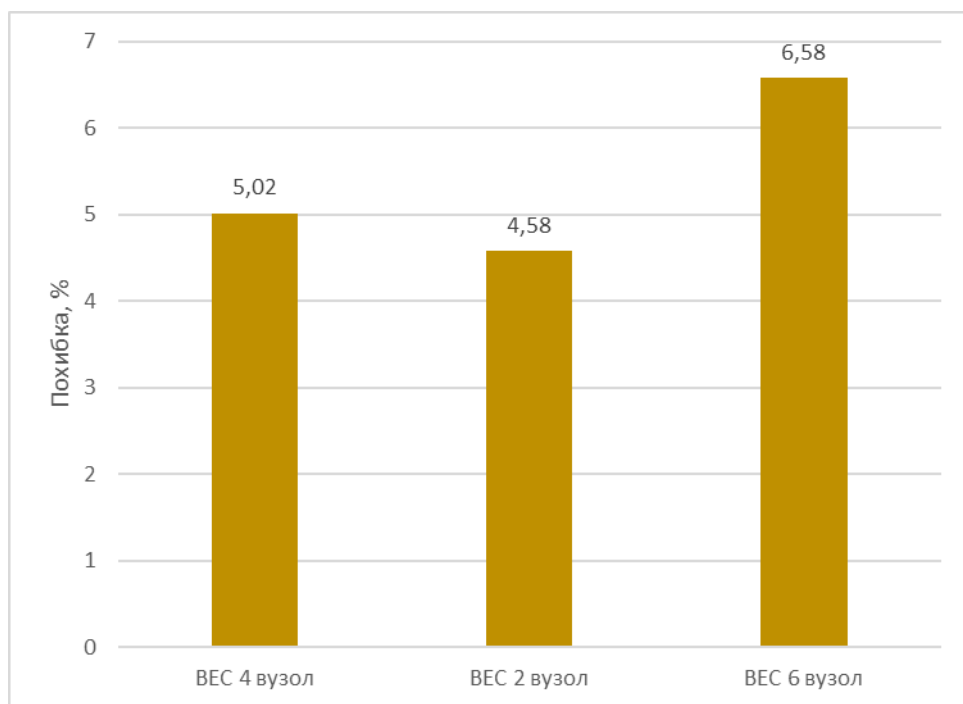


Рис. 4.8 – Динаміка зміни топології РМ.

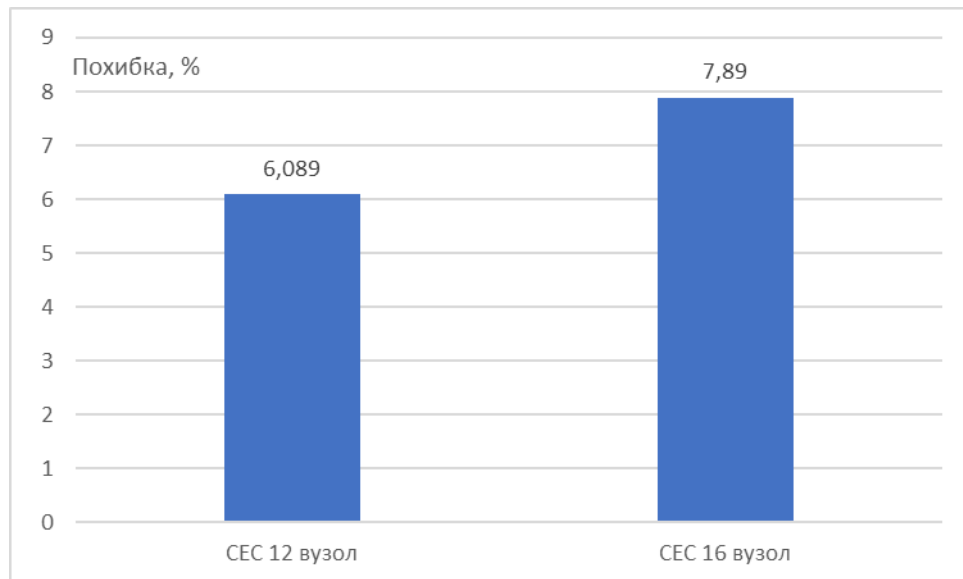
Одночасно з цим необхідно звернути увагу на те, що похибки прогнозування для окремих навантажувальних вузлів та ЛДЕ будуть суттєво різні (рис. 4.9).



а)



б)



в)

Рис. 4.9 – Середня абсолютної похибки прогнозування навантаження а) та вихідної потужності ЛДЕ; б), в) для часового проміжку з 00:15 по 03:15.

Проведемо розрахунок добового додаткового зниження втрат енергії за рахунок застосування запропонованого в роботі метода динамічного керування топологією РМ для 4 сезонів року та для характерних графіків навантаження робочих/неробочих днів й типових графіків генерації з боку ФЕС. Результати розрахунків наведені на рисунку 4.10.

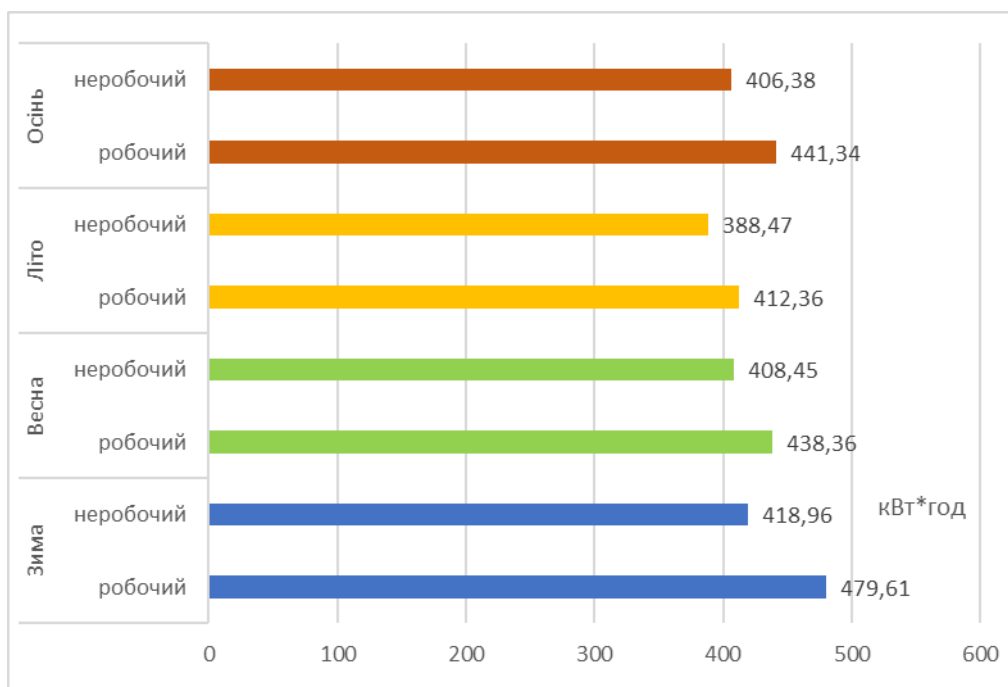


Рис. 4.10 – Розрахунок додаткового зниження втрат у добовому розрізі (кВт\*год).

Також проведемо розрахунок додаткового зниження втрат потужності у тижневому розрізі. Результати наведені на рисунку 4.11.

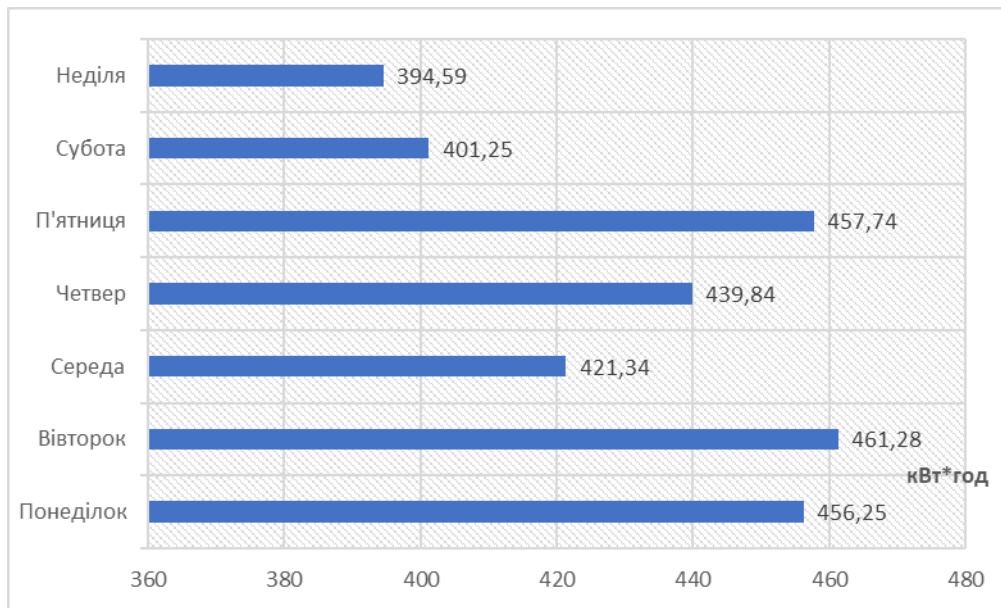


Рис. 4.11 - Розрахунок додаткового зниження втрат у тижневому розрізі (кВт\*год).

Важливо зазначити, що запропонований алгоритм динамічного керування РМ у режимі реального часу не реалізується автоматично, а на певних етапах передбачає залучення особи, що приймає рішення щодо керування режимами РМ.

### 4.3 Оцінка економічного ефекту від упровадження динамічного керування топологією розподільної мережі

Методика визначення економічної доцільності та ефективності впровадження динамічного керування топологією РМ була розглянута у підрозділі 2.4.

З метою ілюстрації зазначеної методики розглянемо типову схему РМ IEEE з 69 вузлами (рис. 4.11). Вона широко використовується у загальносвітовій практиці при порівнянні та підтвердженні ефективності вирішення різноманітних задач керування режимами розподільних мереж. Використовуємо вихідні дані (опори, переріз та довжина КЛ) аналогічні прикладу, розглянутому вище (табл. 4.1). Графіки ЕН приймаємо

аналогічними графікам, розглянутим у вищенаведеному прикладі (рис.4.2), які є типовим для споживачів житлово-побутового сектору.

Формальну оцінку добового додаткового зниження втрат ЕЕ важко оцінити у річному розрізі, тому проводимо розрахунки за прикладом розділу 4.2 для типової доби літнього, зимового, весняного та осіннього сезонів року. Також оптимальна топологія РМ (рис. 4.12) може змінюватися в залежності від сезону, перетоків потужності, режимів роботи ЛДЕ, які залежать від кліматичних умов. Результати розрахунків щодо доцільності збереження або зміни місця розмикання контуру наведені у таблицях 4.10-4.13.

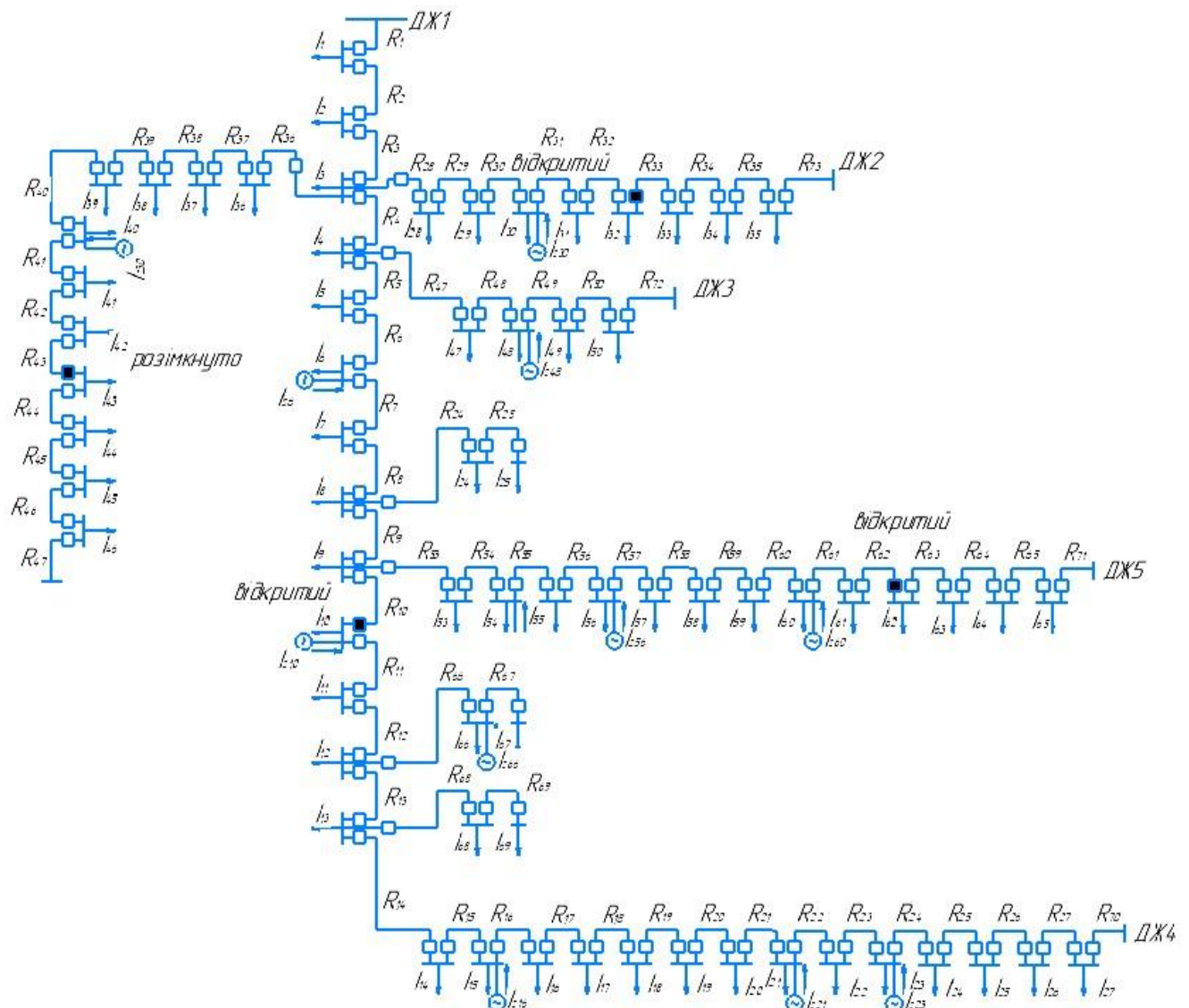


Рис. 4.12 – Типова схема IEEE РМ з 69 вузлами.

Сформуємо еквівалентну схему (рис. 4.13), враховуючи розташування контуру, в якому аналізується доцільність зміни місця його розмикання у реальному часі.

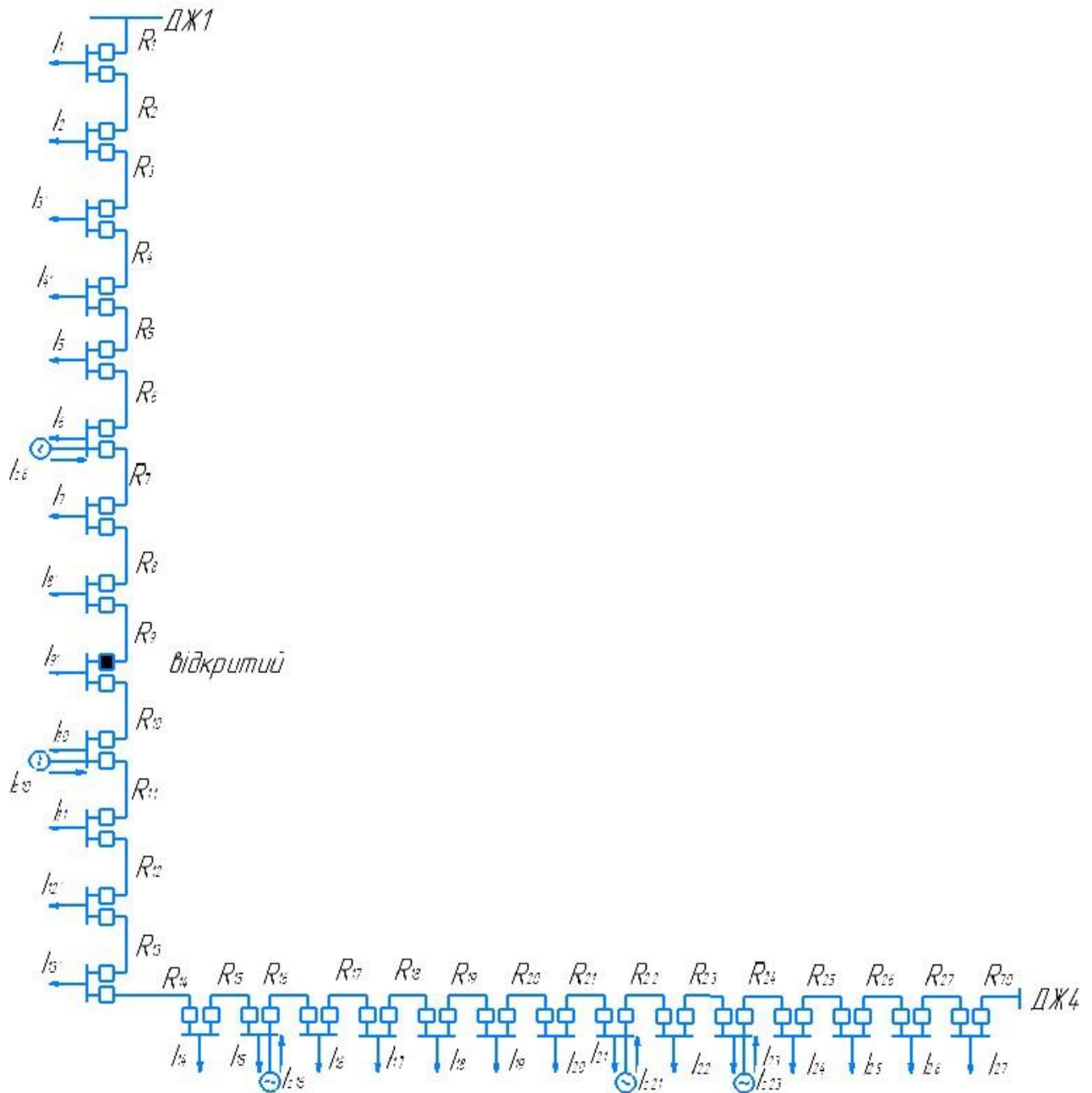


Рис. 4.13 – Еквівалентна схема РМ.

Оптимальне місце розмикання РМ (рис. 4.13) для осінньо-зимового та весняно-літнього режимів максимальних навантажень визначене на підставі стандартного підходу до вирішення цієї задачі, це ділянка 9-10 лінії РМ.

Далі розрахуємо режимні параметри для типових діб чотирьох сезонів року з метою визначення доцільності динамічного керування топологією контуру. Результати зведемо в таблиці 4.9 - 4.12.

Таблиця 4.9 – Оптимальні місця розмикання контуру РМ (рис. 4.12) для зимового сезону.

Часовий проміжок	Значення індикативного показника на часовому проміжку	Результати керування режимами роботи ЕМ (місце розмикання)	Значення додаткового зменшення втрат потужності, кВт·год
01:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
02:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
03:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
04:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
05:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
06:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
07:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
08:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 9-10 змінюємо на 10-11	47,519
09:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	75,34
10:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	66,294
11:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	61,731
12:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	32,64
13:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	30,528
14:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 10-11 змінюємо на 9-10	0
15:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
16:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 9-10 змінюємо на 10-11	191,65
17:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	83,954
18:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	82,888
19:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 10-11 змінюємо на 9-10	71,079

20:00	умова не виконується	Залишаємо 11-12	108,48
21:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 9-10 змінюємо на 10-11	0
22:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	0
23:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	0
00:00	умова не виконується	Місце існуючого розриву 10-11 змінюємо на 9-10	0
<b>Усього за добу</b>			<b>673,74</b>

Таблиця 4.10 – Оптимальні місця розмикання контуру РМ (рис. 4.13) для весняного сезону.

Часовий проміжок	Значення індикативного показника на часовому проміжку	Результати керування режимами роботи ЕМ (місце розмикання)	Значення додаткового зменшення втрат потужності, кВт·год
01:00	умова виконується	Залишаємо 9-10	0
02:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
03:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
04:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
05:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 9-10 змінюємо на 10-11	35,64
06:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	82,87
07:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	99,44
08:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	27,78
09:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	36,56
10:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 10-11 змінюємо на 9-10	0
11:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
12:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 9-10 змінюємо	112,36



		на 10-11	
13:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	68,75
14:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	71,64
15:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	44,28
16:00	умова виконується	Залишаємо 10-11	56,87
17:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	76,45
18:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 10-11 змінюємо на 9-10	0
19:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
20:00	умова виконується	Залишаємо 9-10	0
21:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
22:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
23:00	умова виконується	Залишаємо 9-10	0
00:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
<b>Усього за добу</b>			<b>607,76</b>

Таблиця 4.11 – Оптимальні місця розмикання контуру РМ (рис. 4.14) для літнього сезону.

Часовий проміжок	Значення індикативного показника на часовому проміжку	Результати керування режимами роботи ЕМ (місце розмикання)	Значення додаткового зменшення втрат потужності, кВт·год
01:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 9-10 змінюємо на 10-11	40,63
02:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	101,71
03:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	97,45
04:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	41,98
05:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	65,28
06:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	36,14
07:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 10-11 змінюємо	25,54

		на 9-10	
08:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	20,14
09:00	умова виконується	Залишаємо 9-10	0
10:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
11:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
12:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
13:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
14:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
15:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 9-10 змінюємо на 10-11	46,58
16:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	56,87
17:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	36,98
18:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	42,23
19:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	21,25
20:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 10-11 змінюємо на 9-10	0
21:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
22:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
23:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
00:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
<b>Усього за добу</b>			<b>555,53</b>

Таблиця 4.12 – Оптимальні місця розмикання контуру РМ (рис. 4.15) для осіннього сезону.

Часовий проміжок	Значення індикативного показника на часовому проміжку	Результати керування режимами роботи ЕМ (місце розмикання)	Значення додаткового зменшення втрат потужності, кВт·год
01:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
02:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0

03:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
04:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 9-10 змінюємо на 10-11	89,64
05:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	77,58
06:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	69,68
07:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	71,25
08:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	45,36
09:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	50,24
10:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 10-11 змінюємо на 9-10	102,39
11:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	108,98
12:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	74,68
13:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	61,25
14:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	55,48
15:00	умова виконується	Місце існуючого розриву 9-10 змінюємо на 10-11	0
16:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	0
17:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	0
18:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	0
19:00	умова не виконується	Залишаємо 10-11	0
20:00	умова не виконується	Місце існуючого розриву 10-11 змінюємо на 9-10	0
21:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
22:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
23:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
00:00	умова не виконується	Залишаємо 9-10	0
<b>Усього за добу</b>			<b>608,1</b>

На даному етапі найбільший інтерес являє собою визначення

мінімального рівня додаткового зменшення втрат ЕЕ за один цикл комутацій, який обґрунтовує економічну доцільність його здійснення. Сумарне значення додаткового зниження втрат для кожного сезону року розрахуємо за виразами:

$$C_{Atzim} = \sum_{k=1}^{n_k} 90 \cdot n_k \cdot c_{\Delta A} \cdot \delta_{zim}(\Delta A)$$

$$C_{Atvesn} = \sum_{k=1}^{n_k} 92 \cdot n_k \cdot c_{\Delta A} \cdot \delta_{vesn}(\Delta A)$$

$$C_{Atlim} = \sum_{k=1}^{n_k} 92 \cdot n_k \cdot c_{\Delta A} \cdot \delta_{lim}(\Delta A)$$

$$C_{Atosin} = \sum_{k=1}^{n_k} 91 \cdot n_k \cdot c_{\Delta A} \cdot \delta_{osin}(\Delta A)$$

де  $\delta(\Delta A)$  - додаткове зниження втрат енергії на  $j$  – ому інтервалі часу тривалістю  $\Delta t$  у зв'язку зі зміною місця розмикання контуру РМ;  $n_k$  – кількість спрацьовувань дистанційно керованих КА протягом доби;  $C_{\Delta A}$  - вартість втрат ЕЕ.

Значення вартості річного додаткового зниження втрат енергії (економічний ефект від упровадження заходу по динамічному керуванні топологією РМ) розрахуємо за виразом:

$$C_{Atrich} = C_{Atzim} + C_{Atvesn} + C_{Atlim} + C_{Atosin}$$

Таблиця 4.13 – Вихідні дані для техніко-економічного розрахунку.

Назва	Найменування обладнання	Ціна, тис.грн.
Ціна нової комірки	КСО-206 (КВ 2001)	357
Ліквідна вартість ( $K_L$ ) робочого вимикача	ВН-10	20
Вартість монтажних робіт ( $K_{CM}$ )		10
Вартість демонтажу обладнання ( $K_{DM}$ )		5
Норма витрат на обслуговування		3,7%

Згідно виразам (2.18)-(2.23) визначимо відповідні техніко-економічні показники, які зведемо у таблицю 4.14.

На підставі (2.23) розрахуємо мінімальний рівень додаткового зниження втрат ЕЕ для кожного циклу зміни місця розмикання контуру, при якому реалізація відповідної комутаційної операції є економічно обґрунтованою:

$$\delta(\Delta A) = \frac{K_o + \sum_{t=1}^{T_o} \frac{C_{ot}}{(1+i)^t}}{T_o \cdot k_{\Sigma} \cdot \sum_{t=1}^{T_o} \frac{c_{\Delta A}}{(1+i)^t}}, \quad (4.2)$$

де

$$K_o = K_n + K_{\text{дм}} - K_l \quad (4.3)$$

$K_n$  - капітальні вкладення на придбання та монтаж нового обладнання;

$K_{\text{дм}}$  - вартість демонтажу устаткування;

$K_l$  - ліквідна вартість демонтованого обладнання, яке може бути використано на інших об'єктах.

У подальшому згідно методики, викладеної у підрозділі 2.4 (2.19) – (2.23), визначимо мінімальний рівень додаткового зменшення втрат (рис. 4.9). Результати розрахунків зведемо у таблицю (табл. 4.15).

Таблиця 4.14 - Визначення мінімального рівня додаткового зниження втрат енергії.

Показник	Показник	Значення
Мінімальний рівень додаткового зменшення	$\delta(\Delta A) = \frac{K_o + \sum_{t=1}^{T_o} \frac{C_{ot}}{(1+i)^t}}{T_o \cdot k_{\Sigma} \cdot \sum_{t=1}^{T_o} \frac{c_{\Delta A}}{(1+i)^t}}$	15,52 кВт·год

Ураховуючи рівень річного додаткового зниження втрат, що вдається зберегти за рахунок використання алгоритму динамічного керування РМ у режимі реального часу строк повернення початкових капітальних вкладень складе 5,3 роки.

## **Висновки по розділу**

1. На прикладі типової схеми IEEE з 33 вузлами та попереднім її еквівалентуванням проілюстровано послідовність та особливості покрокового використання розробленого в роботі методу й алгоритму динамічного керування топологією РМ.

2. Згідно аналізу світової практики у вирішенні задач прогнозування електричного навантаження/вихідної потужності ЛДЕ та рекомендацій, наведених у періодичних виданнях, були обґрунтовані перелік факторів та значення параметрів методів прогнозування, що включені у запропоновану в дисертаційній роботі адаптивну модель, та використані у 3 з 4 методів моделі.

3. З використанням типової схеми IEEE з 69 вузлами здійснена кількісна оцінка й економічне обґрунтування доцільності зміни у режимі реального часу топології лінії РМ за умов обмеженого використання дистанційно керованих КА.

## ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі розв'язано актуальну для вітчизняної енергетики задачу динамічного керування режимами роботи РМ з ЛДЕ за рахунок дистанційного керування КА, що дозволяє оперативно формувати потокорозподіли, які забезпечують мінімізацію втрат потужності та електричної енергії й передбачують розробку нових та розвиток існуючих методів, практичних рекомендацій і алгоритмів, реалізація яких дає змогу знайти найбільш ефективні рішення у процесі керування режимами РМ у реальному часі. Основні результати дисертаційної роботи полягають у наступному:

1. Проведено аналіз особливостей функціонування систем електропостачання та результатів оптимізації їх режимів в умовах широкої інтеграції локальних засобів генерації та акумулювання енергії, який продемонстрував низьку ефективність вирішення в зазначених умовах задач керування режимами в традиційній постановці, та дозволив обґрунтувати необхідність розробки та впровадження нових методів, орієнтованих на динамічне керування режимами розподільних мереж.

2. Шляхом техніко-економічного аналізу здійснено підтвердження доцільності та визначені умови використання в розподільних мережах комутаційних апаратів з дистанційним керуванням з одночасним урахуванням використання комутаційного ресурсу вимикачів та додаткового зменшення втрат електричної енергії.

3. Розроблено новий метод динамічного керування топологію існуючої розподільної мережі в умовах використання локальних енергетичних ресурсів, який дозволив досягти додаткового зниження існуючих втрат електричної енергії на 12-15%.

4. Запропоновано та обґрунтовано використання індикативного показника, який шляхом прискорення розрахунків при здійсненні експрес-

аналізу доцільності зміни топології розподільних мереж, дозволив реалізувати зазначену процедуру в умовах керування режимами у реальному часі.

5. Знайшов подальший розвиток адаптивний метод короткострокового прогнозування ("часового сканування") зміни навантажень та вихідних параметрів локальних джерел енергії, що за рахунок мінімізації похибки прогнозу параметрів режиму, яка не перевищує 3-5%, дозволив підвищити адекватність та фактичну ефективність рішень відносно доцільності здійснення комутаційних операції при реалізації динамічного керування топологією розподільної мережі.



### Перелік літературних джерел

- [1]. A. Chugh, P. Chaudhary and M. Rizwan, "Fuzzy logic approach for short term solar energy forecasting," *2015 Annual IEEE India Conference (INDICON)*, New Delhi, India, 2015, pp. 1-6, doi: 10.1109/INDICON.2015.7443206.
- [2]. A. Chusyairi, N. S. P. Ramadar and Bagio, "The use of exponential smoothing method to predict missing service e-report," *2017 2nd International conferences on Information Technology, Information Systems and Electrical Engineering (ICITISEE)*, Yogyakarta, Indonesia, 2017, pp. 39-44, doi: 10.1109/ICITISEE.2017.8285535.
- [3]. A. D. Papalexopoulos, Shangyou Hao and Tie-Mao Peng, "An implementation of a neural network based load forecasting model for the EMS," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 4, pp. 1956-1962, Nov. 1994, doi: 10.1109/59.331456.
- [4]. A. Dolara, F. Grimaccia, S. Leva, M. Mussetta, and E. Ogliari, "A Physical Hybrid Artificial Neural Network for Short Term Forecasting of PV Plant Power Output," *Energies*, vol. 8, no. 2, pp. 1138–1153, Feb. 2015, doi: 10.3390/en8021138.
- [5]. A. Fentis, L. Bahatti, M. Mestari and B. Chouri, "Short-term solar power forecasting using Support Vector Regression and feed-forward NN," *2017 15th IEEE International New Circuits and Systems Conference (NEWCAS)*, Strasbourg, France, 2017, pp. 405-408, doi: 10.1109/NEWCAS.2017.8010191.
- [6]. A. Gensler, J. Henze, B. Sick and N. Raabe, "Deep Learning for solar power forecasting — An approach using AutoEncoder and LSTM Neural Networks," *2016 IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics (SMC)*, Budapest, Hungary, 2016, pp. 002858-002865, doi: 10.1109/SMC.2016.7844673.
- [7]. A. Gensler, J. Henze, B. Sick and N. Raabe, "Deep Learning for solar power forecasting — An approach using AutoEncoder and LSTM Neural Networks," *2016 IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics (SMC)*, Budapest, Hungary, 2016, pp. 002858-002865, doi: 10.1109/SMC.2016.7844673.
- [8]. A. Gupta and P. K. Sarangi, "Electrical load forecasting using genetic algorithm based back-propagation method," *ARPJN Journal of Engineering and Applied Sciences*, vol. 7, no. 8, pp. 1017-1020, 2012.
- [9]. A. Khotanzad, R. Afkhami-Rohani, Tsun-Liang Lu, A. Abaye, M. Davis and D. J. Maratukulam, "ANNSTLF-a neural-network-based electric

- load forecasting system," in *IEEE Transactions on Neural Networks*, vol. 8, no. 4, pp. 835-846, July 1997, doi: 10.1109/72.595881.
- [10]. A. L'Abbate, G. Fulli, F. Starr and S. D. Peteves, "Distributed Power Generation in Europe: technical issues for further integration," Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg, EUR 23234, 2008, doi: 10.2790/50952.
- [11]. A. Lahouar and J. B. H. Slama, "Day-ahead load forecast using random forest and expert input selection," *Energy Conversion and Management*, vol. 103, pp. 1040-1051, Oct. 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.07.041.
- [12]. A. Mellit and A. M. Pavan, "A 24-h forecast of solar irradiance using artificial neural network: Application for performance prediction of a grid-connected PV plant at Trieste, Italy," *Sol. Energy*, vol. 84, no. 5, pp. 807–821, May 2010, doi: 10.1016/j.solener.2010.02.006.
- [13]. A. Mellit, A. M. Pavan and V. Lughi, "Short-term forecasting of power production in a large-scale photovoltaic plant," *Sol. Energy* vol. 105, no. 48, pp. 401–413, July 2014, doi: 10.1016/j.solener.2014.03.018.
- [14]. A. Mellit. (2009, March). "Recurrent neural network-based forecasting of the daily electricity generation of a photovoltaic power system," *Ecol. Veh. Renew. Energy* 2009, 2–7.
- [15]. A. Sfetsos, "A comparison of various forecasting techniques applied to mean hourly wind speed time series," *Renewable Energy*, vol. 21, no. 1, pp. 23–35, Sept. 2000, doi: 10.1016/S0960-1481(99)00125-1.
- [16]. A. Sfetsos, "A novel approach for the forecasting of mean hourly wind speed time serie," *Renewable Energy*, vol. 27, no. 2, pp. 163–174, Oct. 2002, doi: 10.1016/S0960-1481(01)00193-8.
- [17]. B. Pavlyshenko, "Using Stacking Approaches for Machine Learning Models," *2018 IEEE Second International Conference on Data Stream Mining & Processing (DSMP)*, Lviv, Ukraine, 2018, pp. 255-258, doi: 10.1109/DSMP.2018.8478522.
- [18]. B. Tomoiagă, M. Chindriș, A. Sumper, R. Villafafila-Robles, and A. Sudria-Andreu, "Distribution system reconfiguration using genetic algorithm based on connected graphs," *Electric Power Systems Research*, vol. 104, pp. 216–225, Nov. 2013, doi: 10.1016/j.epsr.2013.06.021.
- [19]. B.-G. Koo, H.-S. Lee, and J. Park, "Short-term Electric Load Forecasting Based on Wavelet Transform and GMDH," *Journal of Electrical Engineering and Technology*, vol. 10, no. 3. The Korean Institute of Electrical Engineers, pp. 832–837, 01-May-2015.

- [20]. C. Cortes and V. Vapnik, "Support-Vector Networks," *Machine Learning*, №20, pp. 273-297, 1995, doi: 10.1007/BF00994018.
- [21]. C. Erasmo and R. Wilfrido, "Wind speed forecasting in the South Coast of Oaxaca, Mexico," *Renewable Energy*, vol. 32, no. 12, pp. 2116–2128, Oct. 2007, doi: 10.1016/j.renene.2006.10.005.
- [22]. C. Lueken, P. M. S. Carvalho, and J. Apt, "Distribution grid reconfiguration reduces power losses and helps integrate renewables," *Energy Policy*, т. 48, с. 260–273, 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2012.05.023.
- [23]. C. M. Huang and H.T. Yang, "Evolving wavelet- based networks for short-term load forecasting," *IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution*, vol. 148, №3, pp. 222–228, 2001, doi: 10.1049/ip-gtd:20010286.
- [24]. C. Perry, "Short-term load forecasting using multiple regression analysis," *1999 Rural Electric Power Conference (Cat. No. 99CH36302)*, Indianapolis, IN, USA, 1999, pp. B3/1-B3/8, doi: 10.1109/REPCON.1999.768683.
- [25]. C. Potter, M. Ringrose, and M. Negnevitsky, "Short-term wind forecasting techniques for power generation", in *Australasian Universities Power Engineering Conference*, Sept. 26-29, 2004, Brisbane, Australia, G Walker, Ed. Brisbane, Australia: AUPEC2004, 2004, SBN: 1-864-99775-3.
- [26]. C.S. Chen, Y.M. Tzeng and J.C. Hwang, "The application of artificial neural networks to substation load forecasting," *Electric Power Systems Research*, vol. 38, no. 2, pp. 153-160, Aug. 1996, doi: 10.1016/S0378-7796(96)01077-2.
- [27]. D. Alali, S. Al Dakhil, M. Zohdy and M. Mahmoud, "Big Data Management Obligation in Smart Grid Technologies, the Future of Tomorrow," *2020 IEEE International IOT, Electronics and Mechatronics Conference (IEMTRONICS)*, Vancouver, BC, Canada, 2020, pp. 1-7, doi: 10.1109/IEMTRONICS51293.2020.9216430.
- [28]. D. Bernardon, A. P. C. de Mello, and L. Pfitscher, "Real-Time Reconfiguration of Distribution Network with Distributed Generation," *Real-time Systems*. InTech, Jun. 08, 2016. doi: 10.5772/62632.
- [29]. D. C. Montgomery, C. L. Jennings and M. Kulahci, *Introduction to Time Series Analysis and Forecasting*. Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2008.
- [30]. D. Chaturvedi and Isha, "Solar Power Forecasting: A Review," *International Journal of Computer Applications*, vol. 145, No. 6, July 2016. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: <https://www.researchgate.net/profile/Isha-Singh->

- [8/publication/348418456\\_Solar\\_Power\\_Forecasting\\_A\\_Review/links/5ffdedcb92851c13fe09bd0b/Solar-Power-Forecasting-A-Review.pdf](https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.08.011)
- [31]. D. -L. Vu, "A combination model based on a neural network autoregression and Bayesian network to forecast for avoiding brown plant hopper," 2015 *International Conference on Advanced Technologies for Communications (ATC)*, Ho Chi Minh City, Vietnam, 2015, pp. 220-225, doi: 10.1109/ATC.2015.7388323.
  - [32]. D. Lee and K. Kim, "Recurrent Neural Network-Based Hourly Prediction of Photovoltaic Power Output Using Meteorological Information," *Energies*, vol. 12, no. 2, p. 215, Jan. 2019, doi: 10.3390/en12020215.
  - [33]. D. Liu, D. Niu, H. Wang and L. Fan, "Short-term wind speed forecasting using wavelet transform and support vector machines optimized by genetic algorithm," *Renewable Energy*, vol. 62, pp. 592–597, Feb. 2014, doi: [10.1016/j.renene.2013.08.011](https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.08.011).
  - [34]. D. P. Bernardon, A. P. C. Mello, L. L. Pfitscher, L. N. Canha, A. R. Abaide and A. A. B. Ferreira, "Real-time reconfiguration of distribution network with distributed generation," *Electric Power Systems Research*, vol. 107, pp. 59–67, Febr. 2014, doi: [10.1016/j.epsr.2013.09.011](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.09.011).
  - [35]. D. V. Yatsenko, V. A. Popov, V. P. Rozen, A. I. Zamulko and O. V. Adanikov, "Accounting the factor of randomness of social processes in prediction of demand for electric energy," *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, №2, pp. 67–72, 2022, doi: [10.33271/nvngu/2022-2/067](https://doi.org/10.33271/nvngu/2022-2/067).
  - [36]. Directorate-General for Research and Innovation, «European SmartGrids Technology Platform : vision and strategy for Europe's electricity networks of the future », European Commission, Belgium, EUR 22040, 2006.
  - [37]. E. Cadenas and W. Rivera, "Wind speed forecasting in three different regions of Mexico, using a hybrid ARIMA-ANN model," *Renewable Energy*, vol. 35, no. 12, pp. 2732-2738, Dec. 2010, doi: [10.1016/j.renene.2010.04.022](https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.04.022).
  - [38]. E. Cadenas, and W. Rivera, "Short term wind speed forecasting in La Venta, Oaxaca, Mexico, using artificial neural networks," *Renewable Energy*, vol. 34, no. 1, pp. 274-278, Jan. 2009, doi: [10.1016/j.renene.2008.03.014](https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.03.014).
  - [39]. E. Lorenz, A. Hammer and D. Heinemann, "Short term forecasting of solar radiation based on satellite data," in *EuroSun 2004 - 14. international solar forum: 5. ISES solar conference, Jun. 20-23, 2004 p*,

- Freiburg im Breisgau, Germany*. Freiburg im Breisgau, Germany: International solar forum, vol. 3, 2004, pp. 841–848.
- [40]. E. Lorenz, J. Hurka, D. Heinemann and H. G. Beyer, "Irradiance Forecasting for the Power Prediction of Grid-Connected Photovoltaic Systems," in *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing*, vol. 2, no. 1, pp. 2-10, March 2009, doi: 10.1109/JSTARS.2009.2020300.
  - [41]. E. M. Carreno, N. Moreira and R. Romero, "Distribution network reconfiguration using an efficient evolutionary algorithm," *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, FL, USA, 2007, pp. 1-6, doi: 10.1109/PES.2007.385648.
  - [42]. E. M. Carreno, R. Romero and A. Padilha-Feltrin, "An Efficient Codification to Solve Distribution Network Reconfiguration for Loss Reduction Problem," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 4, pp. 1542-1551, Nov. 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.2002178.
  - [43]. E. Xydias, M. Qadrdan, C. Marmaras, L. Cipcigan, N Jenkins and H. Ameli, "Probabilistic wind power forecasting and its application in the scheduling of gas-fired generators," *Applied Energy*, vol. 192, pp. 382–394, Apr. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.10.019.
  - [44]. F. Glover, M. Laguna and R. Marti, "Principles of tabu search," in *Handbook of Approximation Algorithms and Metaheuristics, Second Edition*, 2nd ed., T. F. Gonzalez, Ed. London, United Kingdom: Chapman and Hall/CRC, 2007, doi: [10.1201/9781420010749.ch23](https://doi.org/10.1201/9781420010749.ch23).
  - [45]. F. Golestaneh, P. Pinson and H. B. Gooi, "Very Short-Term Nonparametric Probabilistic Forecasting of Renewable Energy Generation— With Application to Solar Energy," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 3850-3863, Sept. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2502423.
  - [46]. F. Li and X. Zhao, "The application of genetic algorithm in power short-term load forecasting," in *2012 International Conference on Image, Vision and Computing (ICIVC 2012)*, 2012, doi: 10.7763/IPCSIT.2012.V50.28.
  - [47]. F. Su, Y. Xu and X. Tang, "Short-and mid-term load forecasting using machine learning models," in *2017 China International Electrical and Energy Conference (CIEEC)*, 2017, pp. 406-411, doi: 10.1109/CIEEC.2017.8388482.
  - [48]. F. Zhang, Y. Zhang, X. Xin, L. Zhang and L. Fan, "Study on oilfield distribution network reconfiguration with distributed generation,"

- International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, vol. 1, №1, pp. 135–141, Sept. 2012, doi: 10.12720/sgce.1.1.135-141.
- [49]. F. Zhao and H. Su, "Short-Term Load Forecasting Using Kalman Filter and Elman Neural Network," *2007 2nd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, Harbin, China, 2007, pp. 1043-1047, doi: 10.1109/ICIEA.2007.4318567.
- [50]. G. Chicco, V. Cocina, P. Di Leo, F. Spertino, and A. Massi Pavan, "Error Assessment of Solar Irradiance Forecasts and AC Power from Energy Conversion Model in Grid-Connected Photovoltaic Systems," *Energies*, vol. 9, no. 1, p. 8, Dec. 2015, doi: 10.3390/en9010008.
- [51]. G. M. Khan, F. Zafari and S. A. Mahmud, "Very Short Term Load Forecasting Using Cartesian Genetic Programming Evolved Recurrent Neural Networks (CGPRNN)," *2013 12th International Conference on Machine Learning and Applications*, Miami, FL, USA, 2013, pp. 152-155, doi: 10.1109/ICMLA.2013.181.
- [52]. G. Reikard, "Predicting solar radiation at high resolutions: A comparison of time series forecasts," *Sol. Energy*, vol. 83, no.3, 342–349, Mar. 2009, doi: [10.1016/j.solener.2008.08.007](https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.08.007).
- [53]. H. B. Tolabi and M. H. Moradi, "A new combination of simulated annealing, genetic algorithm, and graph theory techniques for multi-objective reconfiguration of distribution system," *J Basic Appl Sci Res*, №3, pp. 505–514, 2013. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: [https://www.textroad.com/pdf/JBASR/J.%20Basic.%20Appl.%20Sci.%20Res.,%203\(4\)505-514,%202013.pdf](https://www.textroad.com/pdf/JBASR/J.%20Basic.%20Appl.%20Sci.%20Res.,%203(4)505-514,%202013.pdf)
- [54]. H. Bagheri Tolabi, M. H. Ali and M. Rizwan, "Simultaneous Reconfiguration, Optimal Placement of DSTATCOM, and Photovoltaic Array in a Distribution System Based on Fuzzy-ACO Approach," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 1, pp. 210-218, Jan. 2015, doi: 10.1109/TSTE.2014.2364230.
- [55]. H. Panamtash and Q. Zhou, "Coherent Probabilistic Solar Power Forecasting," *2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Boise, ID, USA, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/PMAPS.2018.8440483.
- [56]. H. Zheng and Y. Wu, "A XGBoost Model with Weather Similarity Analysis and Feature Engineering for Short-Term Wind Power Forecasting," *Applied Sciences*, vol. 9, no. 15, p. 3019, Jul. 2019, doi: 10.3390/app9153019.
- [57]. H.K. Alfares and M. Nazeeruddin, "Electric load forecasting: literature survey and classification of methods," *International Journal of Systems*

- Science*, vol. 33, №1, pp. 23–34, 2002, doi: 10.1080/00207720110067421.
- [58]. Hong-Tzer Yang and Chao-Ming Huang, "A new short-term load forecasting approach using self-organizing fuzzy ARMAX models," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 1, pp. 217-225, Feb. 1998, doi: 10.1109/59.651639.
- [59]. Hong-Tzer Yang, Chao-Ming Huang and Ching-Lien Huang, "Identification of ARMAX model for short term load forecasting: an evolutionary programming approach," *Proceedings of Power Industry Computer Applications Conference*, Salt Lake City, UT, USA, 1995, pp. 325-330, doi: 10.1109/PICA.1995.515202.
- [60]. I. G. Damousis, M. C. Alexiadis, J. B. Theocharis and P. S. Dokopoulos, "A fuzzy model for wind speed prediction and power generation in wind parks using spatial correlation," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 2, pp. 352-361, June 2004, doi: 10.1109/TEC.2003.821865.
- [61]. I. Sánchez, "Short-term prediction of wind energy production," *International Journal of Forecasting*, vol. 22, no. 1, pp. 43-56, Jan. – Mar. 2006, doi: [10.1016/j.ijforecast.2005.05.003](https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2005.05.003).
- [62]. J Jamaaluddin, D Hadidjaja, I Sulistyowati, EA Suprayitno, I Anshort and S Syahrini, "Very short term load forecasting peak load time using fuzzy logic," in *2017 1st International Conference on Engineering and Applied Technology (ICEAT)*, 29–30 November 2017, Mataram, Indonesia, doi: 10.1088/1757-899X/403/1/012070.
- [63]. J. I. Silva-Ortegaa, B. Cervantes-Bolivarb, I. A. Isaac-Millanc, Y. Cardenas-Escorciab and G. Valencia-Ochoad, "Demand energy forecasting using genetic algorithm to guarantee safety on electrical transportation system," *Chemical engineering*, vol. 67, pp. 787-792, 2018, doi: 10.3303/CET1867132.
- [64]. J. Li and Y. Tan, "A Comprehensive Review of the Fireworks Algorithm," *ACM Computing Surveys*, т. 52, №6, с. 1–28, лист. 2019, doi: 10.1145/3362788.
- [65]. J. M. Zepter and J. Weibezahn, "Unit commitment under imperfect foresight – The impact of stochastic photovoltaic generation," *Applied Energy*, vol. 243, pp. 336–349, June 2019, doi: [10.1016/j.apenergy.2019.03.191](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.03.191).
- [66]. J. Moon, S. Jung, J. Rew, S. Rho, and E. Hwang, "Combination of short-term load forecasting models based on a stacking ensemble approach," *Energy and Buildings*, vol. 216, no. 109921, June 2020, doi: 10.1016/j.enbuild.2020.109921.

- [67]. J. P. Rothe, A. K. Wadhwani and S. Wadhwani, "Short Term Load Forecasting Using Multi Parameter Regression," *International Journal of Computer Science and Information Security*, vol. 6, No. 2, pp. 303-306, Nov. 2009, doi: 10.48550/arXiv.0912.1015.
- [68]. J. Y. Fan and J. D. McDonald, "A real-time implementation of short-term load forecasting for distribution power systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 2, pp. 988-994, May 1994, doi: 10.1109/59.317646.
- [69]. K. J. Iheanetu, "Solar Photovoltaic Power Forecasting: A Review," *Sustainability*, vol. 14, no. 24, p. 17005, Dec. 2022, doi: 10.3390/su142417005.
- [70]. K. J. Iheanetu, "Solar Photovoltaic Power Forecasting: A Review.," *Sustainability*, vol. 14, №24 17005, pp. 1–34, 2022, doi: 10.3390/su142417005.
- [71]. L. A. Fernandez-Jimenez et al., "Short-term power forecasting system for photovoltaic plants," *Renew. Energy*, vol. 44, pp. 311–317, Aug. 2021, doi: [10.1016/j.renene.2012.01.108](https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.01.108).
- [72]. L. Abderrezak, M. Mourad and D. Djalel, "Very short-term electricity demand forecasting using adaptive exponential smoothing methods," *2014 15th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA)*, Hammamet, Tunisia, 2014, pp. 553-557, doi: 10.1109/STA.2014.7086716.
- [73]. L. Ghods and M. Kalantar, "Different Methods of Long-Term Electric Load Demand Forecasting; A Comprehensive Review," *Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering*, vol. 7, pp. 249–259, 2011. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: [https://www.researchgate.net/publication/281603842\\_Different\\_Methods\\_of\\_Long-Term\\_Electric\\_Load\\_Demand\\_Forecasting\\_a\\_Comprehensive\\_Review](https://www.researchgate.net/publication/281603842_Different_Methods_of_Long-Term_Electric_Load_Demand_Forecasting_a_Comprehensive_Review)
- [74]. L. Landberg, "Short-term prediction of local wind conditions," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 89, no. 3-4, pp. 235-245, Mar. 2001, doi: 10.1016/S0167-6105(00)00079-9.
- [75]. L. Landberg, "Short-term prediction of the power production from wind farms," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 80, no. 1-2, pp. 207–220, Mar. 1999, doi: 10.1016/S0167-6105(98)00192-5.
- [76]. L. Qiao, "A summary of optimal methods for the planning of state alone Microgrid System," *Energy and Power Engineering*, №5, с. 992–998, 2013, doi: 10.4236/epe.2013.54B190.



- [77]. M. A. Deif, A. A. A. Solyman and R. E. Hammam, "ARIMA Model Estimation Based on Genetic Algorithm for COVID-19 Mortality Rates," *International Journal of Information Technology & Decision Making*, vol. 20, No. 06, pp. 1775-1798, Aug. 2021, doi: [10.1142/S0219622021500528](https://doi.org/10.1142/S0219622021500528).
- [78]. M. A. Mohandes, T. O. Halawani, S. Rehman and A. A. Hussain, "Support vector machines for wind speed prediction," *Renewable Energy*, vol. 29, no. 6, pp. 939–947, May 2006, doi: [10.1016/j.renene.2003.11.009](https://doi.org/10.1016/j.renene.2003.11.009).
- [79]. M. Bouzerdoum, A. Mellit and A. M. Pavan, "A hybrid model (SARIMA-SVM) for short-term power forecasting of a small-scale grid-connected photovoltaic plant." *Sol. Energy* vol. 98, part C, pp. 226–235, Dec. 2013, doi: [10.1016/j.solener.2013.10.002](https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.10.002).
- [80]. M. Ferreira, A. Santos and P. Lucio, "Short-term forecast of wind speed through mathematical models," *Energy Reports*, vol. 5, pp. 1172–1184, Nov. 2019, doi: [10.1016/j.egyr.2019.05.007](https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.05.007).
- [81]. M. Gastaldi, R. Lamedica, A. Nardecchia and A. Prudenzi, "Short-term forecasting of municipal load through a Kalman filtering based approach," *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, New York, NY, USA, 2004, pp. 1453-1458 vol.3, doi: [10.1109/PSCE.2004.1397538](https://doi.org/10.1109/PSCE.2004.1397538).
- [82]. M. Gendreau, J-Y. Potvin, *Handbook of metaheuristics*, 2nd ed.. New York: Springer, 2010.
- [83]. M. H. Alrefaei and A. H. Diabat, "A simulated annealing technique for multi-objective simulation optimization," *Applied Mathematics and Computation*, [vol. 215, №8, pp. 3029–3035, Dec. 2009, doi: [10.1016/j.amc.2009.09.051](https://doi.org/10.1016/j.amc.2009.09.051).
- [84]. M. Hemmatpour, M. Mohammadian and M. Rashidinejad, "A novel reconfiguration mixed with distributed generation planning via considering voltage stability margin," *AUT Journal of Electrical Engineering*, vol. 43, №1, pp. 23–34, April 2011, doi: [10.22060/eej.2011.85](https://doi.org/10.22060/eej.2011.85).
- [85]. M. Kashem, G. Jasmon and V. Ganapathy, "A new approach of distribution system reconfiguration for loss minimization," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 22, pp. 269–276, May 2000, doi: [10.1016/S0142-0615\(99\)00057-5](https://doi.org/10.1016/S0142-0615(99)00057-5).
- [86]. M. Lange, "On the Uncertainty of Wind Power Predictions—Analysis of the Forecast Accuracy and Statistical Distribution of Errors," *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 127, no. 2, p. 177, May. 2005, doi: [10.1115/1.1862266](https://doi.org/10.1115/1.1862266).

- [87]. M. M. Nodushan, A. Ghadimi and A Salami, "Voltage sag improvement in radial distribution networks using reconfiguration simultaneous with DG placement," *Indian J Sci Technol*, vol.6, №7, pp. 4862–4869, July 2013.
- [88]. M. N. Akhter; S. Mekhilef; H. Mokhlis and N. M. Shah, "Review on forecasting of photovoltaic power generation based on machine learning and metaheuristic techniques," *IET Renewable Power Generation*, Vol. 13, no. 7, pp. 1009-1213, May 2019, doi: 10.1049/iet-rpg.2018.5649.
- [89]. М. О. Кизим, та О. В. Лелюк, "Аналіз стану електроенергетичного сектора України," *Бізнес Інформ*, №2, с. 186–201, лют. 2019, doi: [10.32983/2222-4459-2019-2-186-201](https://doi.org/10.32983/2222-4459-2019-2-186-201).
- [90]. M. Omar, A. Dolara, G. Magistrati, M. Mussetta, E. Ogliari and F. Viola, "Day-ahead forecasting for photovoltaic power using artificial neural networks ensembles," *2016 IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, Birmingham, UK, 2016, pp. 1152-1157, doi: 10.1109/ICRERA.2016.7884513.
- [91]. M. Omar, A. Dolara, G. Magistrati, M. Mussetta, E. Ogliari and F. Viola, "Day-ahead forecasting for photovoltaic power using artificial neural networks ensembles," *2016 IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, Birmingham, UK, 2016, pp. 1152-1157, doi: 10.1109/ICRERA.2016.7884513.
- [92]. M. Qamar, M. Nadarajah and C. Ekanayake, "On recent advances in PV output power forecast," *Sol. Energy*, no. 136, pp. 125–144, July 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.06.073.
- [93]. M. T. Burr, "Reliability demands will drive automation investments ," *Public Utilities Fortnightly*, Nov. 1, 2003. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: <https://www.fortnightly.com/fortnightly/2003/11/technology-corridor>
- [94]. M. T. Hagan and S. M. Behr, "The Time Series Approach to Short Term Load Forecasting," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, no. 3, pp. 785-791, Aug. 1987, doi: 10.1109/TPWRS.1987.4335210.
- [95]. M. V. de Barros, O. Possamai, L. Veriano Oliveira Dalla Valentina and M. A. de Oliveira, "Analysis of time to market complexity: A case study of application of Bayesian networks as a forecasting tool," *2015 International Conference on Industrial Engineering and Systems Management (IESM)*, Seville, Spain, 2015, pp. 1197-1204, doi: 10.1109/IESM.2015.7380305.
- [96]. M. Y. Cho, J. C. Hwang and C. S. Chen, "Customer short term load forecasting by using ARIMA transfer function model," *Proceedings 1995 International Conference on Energy Management and Power*

- Delivery EMPD '95*, Singapore, 1995, pp. 317-322 vol.1, doi: 10.1109/EMPD.1995.500746.
- [97]. N. Amral, C. S. Ozveren and D. King, "Short term load forecasting using Multiple Linear Regression," *2007 42nd International Universities Power Engineering Conference*, Brighton, UK, 2007, pp. 1192-1198, doi: 10.1109/UPEC.2007.4469121.
- [98]. N. Gupta, A. Swarnkar and K. R. Niazi, "A modified branch-exchange heuristic algorithm for large-scale distribution networks reconfiguration," *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, USA, 2012, pp. 1-7, doi: 10.1109/PESGM.2012.6345030.
- [99]. N. Hadjsaid and J. Sabonnadiere, *Smart Grids*. London, UK: Wiley-ISTE, 2012.
- [100]. N. Rugthaicharoencheep and S. Sirisumrannukul, "Feeder reconfiguration for loss reduction in distribution system with distributed generators by tabu search," *GMSARN Int J*, vol 3, №2, pp. 47–54, June 2009. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: <http://www.gmsarn.com/sitegmsarn2009/document/journal/Vol3no2.pdf#page=6>
- [101]. N.A. Abd Jalil, M. Ahmad and N. Mohamed, "Electricity load demand forecasting using exponential smoothing methods," *World Applied Sciences Journal*, vol. 22, no. 11, pp. 1540–1543, Jan. 2013, doi: 10.5829/idosi.wasj.2013.22.11.2891.
- [102]. N.D.R. Sarma and K.S. Prakasa Rao, "A new 0–1 integer programming method of feeder reconfiguration for loss minimization in distribution systems", *Electric Power Systems Research*, vol. 33, №2, pp. 125–131, doi: 10.1016/0378-7796(95)00934-A.
- [103]. O. Badran, S. Mekhilef, H. Mokhlis, and W. Dahalan, "Optimal reconfiguration of distribution system connected with distributed generations: A review of different methodologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 73, pp. 854–867, June 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.02.010.
- [104]. P. Bühlmann, "Bagging, Boosting and Ensemble Methods" in *Handbook of Computational Statistics*, 2nd ed., J. E. Gentle, W. K. Härdle and Y. Mori, Ed. Heidelberg, Berlin, Germany: Springer 2012, pp 985-1022, doi: 10.1007/978-3-642-21551-3\_33.
- [105]. P. Ganguly, A. Kalam, and A. Zayegh, Short term load forecasting using fuzzy logic," in *International Conference on Research in Education and Science (ICRES)*, May 18 - 21, 2017, Ephesus-Kusadasi/Turkey.

- [106]. P. Mandal, S. T. S. Madhira, A. Ul haque, J. Meng and R. L. Pineda, "Forecasting power output of solar photovoltaic system using wavelet transform and artificial intelligence techniques," *Procedia Comput. Sci.*, vol. 12, pp. 332–337, 2012, doi: 10.1016/j.procs.2012.09.080.
- [107]. P. Mathiesen, C. Collier, J. Kleissl, "A high-resolution, cloud-assimilating numerical weather prediction model for solar irradiance forecasting," *Solar Energy*, vol. 92, pp. 47–61, June 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.02.018.
- [108]. P. Ramsami and V. Oree, "A hybrid method for forecasting the energy output of photovoltaic systems," *Energy Conversion and Management*, vol. 95, pp. 406–413, 1 May 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.02.052.
- [109]. Popov, Vladimir, V.; Tkachenko, Vadim; Yarmoliuk, Olena; Yatsenko, Dmytro, «Actual Trends of Electrical Distribution Systems Automation», Studies in Systems, Decision and Control, O. Kyrylenko, D. Derevianko, I. Zaitsev, S. Denysiuk, I. Blinov, A. Zaporozhets, Eds, Kyiv, Springer, 2022, p. 319 – 346.
- [110]. R. A. Abbasi, N. Javaid, M. N. J. Ghuman, Z. A. Khan, S. Ur Rehman, S. Amanullah, "Short Term Load Forecasting Using XGBoost," in *33rd International Conference on Advanced Information Networking and Applications (WAINA-2019)*, 2019, pp. 1120-1131, doi: 10.1007/978-3-030-15035-8\_108.
- [111]. R. B. Prada and L. J Souza, "Voltage stability and thermal limit: Constraints on the maximum loading of electrical energy distribution feeders," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, №5, pp. 573 – 577, Sept. 1998, doi: 10.1049/ip-gtd:19982186.
- [112]. R. E. Schapire, "A brief introduction to boosting," in *Proceedings of the 16th international joint conference on Artificial intelligence (IJCAI'99)*, July 31 – Aug. 6, 1999. vol. 2. Morgan Kaufmann Publishers Inc., San Francisco, CA, USA, 1401–1406, 1999.
- [113]. R. J Hyndman, and G. Athanasopoulos, *Forecasting: principles and practice*. Melbourne, Australia: OTexts, 2014.
- [114]. R. R. B. de Aquino, O. N. Neto, M. M. S. Lira, A. A. Ferreira and K. F. Santos, "Using Genetic Algorithm to Develop a Neural-Network-Based Load Forecasting," in *Artificial Neural Networks – ICANN 2007*, Berlin, Heidelberg, 2007, pp. 738-747, doi: 10.1007/978-3-540-74695-9\_76.
- [115]. R. Srinivasa Rao, S. V. L. Narasimham and M. Ramalingaraju, "Optimization of distribution network configuration for loss reduction using artificial bee colony algorithm," *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 2, pp. 1964 – 1970, Sept.

2008. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: <https://www.semanticscholar.org/paper/Optimization-of-Distribution-Network-Configuration-Rao-Narasimham/6cd76e791459668a8e220129739df5926f05e387>
- [116]. R. Syahputra, I. Robandi and M. Ashari, "Reconfiguration of distribution network with DG using fuzzy multi-objective method," *2012 International Conference on Innovation Management and Technology Research*, Malacca, Malaysia, 2012, pp. 316-321, doi: 10.1109/ICIMTR.2012.6236410.
  - [117]. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, "Renewables 2018 Global Status Report," Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, Paris, France, 2018. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: <https://www.ren21.net/gsr-2018/>
  - [118]. S. Hanifi, X. Liu, Z. Lin, and S. Lotfian, "A Critical Review of Wind Power Forecasting Methods—Past, Present and Future," *Energies*, vol. 13, no. 15, p. 3764, Jul. 2020, doi: 10.3390/en13153764.
  - [119]. S. Hochreiter and J. Schmidhuber, "Long Short-term Memory," *Neural computation*, vol. 9, no. 8, pp. 1735-1780, Nov. 1997, doi: 10.1162/neco.1997.9.8.1735.
  - [120]. S. Leva, A. Dolara, F. Grimaccia, M. Mussetta and E. Ogliari, "Analysis and validation of 24 hours ahead neural network forecasting of photovoltaic output power," *Math. Comput. Simul.*, vol. 131, pp. 88–100, Jan. 2017, doi: 10.1016/j.matcom.2015.05.010.
  - [121]. S. Paoletti, M. Casini, A. Giannitrapani, A. Facchini, A. Garulli and A. Vicino, "Load forecasting for active distribution networks," *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, Manchester, UK, 2011, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISGTEurope.2011.6162780.
  - [122]. S. Qiang and Y. Pu, "Short-term power load forecasting based on support vector machine and particle swarm optimization," *Journal of Algorithms & Computational Technology*, vol. 13, 2018, doi: 10.1177/1748301818797061.
  - [123]. S. Rahman, O. Hazim, "Load forecasting for multiple sites: development of an expert system-based technique," *Electric Power Systems Research*, vol. 39, no.3, pp. 161–169, doi: 10.1016/s0378-7796(96)01114-5.
  - [124]. S. Sobri, S. Koohi-Kamali and N.A. Rahim, "Solar photovoltaic generation forecasting methods: A review," *Energy Conversion and Management*, vol. 156, pp 459-497, 15 Jan. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2017.11.019.
  - [125]. S. Zhou, W. Fan and J. Wu, "Prediction of probable Tuna fishing grounds based on Bayesian theorem," *2009 International Conference on*

- Artificial Intelligence and Computational Intelligence*, Shanghai, China, 2009, pp. 156-162, doi: 10.1109/AICI.2009.530.
- [126]. T. Chen and C. Guestrin, "XGBoost: A Scalable Tree Boosting System," in *KDD '16: The 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining*, 2016, pp. 785–794. doi: 10.1145/2939672.2939785.
  - [127]. T. M. Peng, N. F. Hubele and G. G. Karady, "Advancement in the application of neural networks for short-term load forecasting," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 1, pp. 250-257, Feb. 1992, doi: 10.1109/59.141711.
  - [128]. T. P. Wagner, A. Y. Chikhani and R. Hackam, "Feeder reconfiguration for loss reduction: an application of distribution automation," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 6, no. 4, pp. 1922-1933, Oct. 1991, doi: 10.1109/61.97741.
  - [129]. T.W. Chow and C.T. Leung, "Nonlinear autoregressive integrated neural network model for short-term load forecasting," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol.143, no. 5, pp. 500 – 506, Sept. 1996, doi: [10.1049/ip-gtd:19960600](https://doi.org/10.1049/ip-gtd:19960600).
  - [130]. U. Basaran Filik, O. N. Gerek and M. Kurban, "Hourly Forecasting of Long Term Electric Energy Demand Using a Novel Modeling Approach," *2009 Fourth International Conference on Innovative Computing, Information and Control (ICICIC)*, Kaohsiung, Taiwan, 2009, pp. 115-118, doi: 10.1109/ICICIC.2009.231.
  - [131]. U. K. Das, et al., "A. Forecasting of photovoltaic power generation and model optimization: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, Part 1, pp. 912-928, Jan. 2018, doi: [10.1016/j.rser.2017.08.017](https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.017).
  - [132]. U. Munawar and Z. Wang, "A Framework of Using Machine Learning Approaches for Short-Term Solar Power Forecasting," *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 15, no. 2, pp. 561-569, Jan. 2020, doi:10.1007/s42835-020-00346-4.
  - [133]. W. Kanchana and S. Sirisukprasert, "PV Power Forecasting with Holt-Winters Method," *2020 8th International Electrical Engineering Congress (iEECON)*, Chiang Mai, Thailand, 2020, pp. 1-4, doi: 10.1109/iEECON48109.2020.229517.
  - [134]. W. R. Christiaanse, "Short-Term Load Forecasting Using General Exponential Smoothing," in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-90, no. 2, pp. 900-911, March 1971, doi: 10.1109/TPAS.1971.293123.

- [135]. W.-C. Hong, "Electric load forecasting by support vector model," *Applied Mathematical Modelling*, vol. 33, no. 5, pp. 2444-2454, 2009, doi: 10.1016/j.apm.2008.07.010.
- [136]. Wenwen Xiao et al., "A modified forecasting algorithm for wind power based on SVM," *TENCON 2015 - 2015 IEEE Region 10 Conference*, Macao, China, 2015, pp. 1-5, doi: 10.1109/TENCON.2015.7372745.
- [137]. X. Liao, N. Cao, M. Li and X. Kang, "Research on Short-Term Load Forecasting Using XGBoost Based on Similar Days," *2019 International Conference on Intelligent Transportation, Big Data & Smart City (ICITBS)*, Changsha, China, 2019, pp. 675-678, doi: 10.1109/ICITBS.2019.00167.
- [138]. Y. K. Al-Douri, H. Al-Chalabi and J. Lundberg, "Time Series Forecasting using Genetic Algorithm," in *The Twelfth International Conference on Advanced Engineering Computing and Applications in Sciences*, Nov. 18-22, 2018, Athens, Greece.
- [139]. Y. K. Wu, C. L. Huang, Q. T. Phan and Y. Y. Li, "Completed Review of Various Solar Power Forecasting Techniques Considering Different Viewpoints," *Energies*, vol. 15, №9:3320, pp. 1–34, doi: 10.3390/en15093320. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн].
- [140]. Z. Bashir and M. E. El-Hawary, "Short term load forecasting by using wavelet neural networks," *2000 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering. Conference Proceedings. Navigating to a New Era (Cat. No.00TH8492)*, Halifax, NS, Canada, 2000, pp. 163-166 vol.1, doi: 10.1109/CCECE.2000.849691.
- [141]. А. В. Волошко, Т. М. Лутчин та О. М. Кладько, "Короткострокове прогнозування графіків електричних навантажень на основі вейвлет-перетворення," *Енергосбережение. Энергетика. Энергоаудит*, № 6, с. 35-42, 2012. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/ecee\\_2012\\_6\\_6](http://nbuv.gov.ua/UJRN/ecee_2012_6_6)
- [142]. А. В. Праховник, В. А. Попов та О. В. Кулик, "Модель інтеграції децентралізованої генерації в енергетичну систему на найвищому рівні ієрархії управління," *Науковий журнал «Енергетика: економіка, технології, екологія»*, №1, с. 101–109, 2006.
- [143]. А. Зінченко та А. Кунбуттаєва, "Малі учасники ВДЕ-ринку в Україні", Фонд ім. Гайнріха Бьоля, Бюро Київ, Київ, Україна, лип. 2020. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: <https://ua.boell.org/sites/default/files/2020-08/%D0%9C%D0%B0%D0%BB%D1%96%20%D1%83%D1%87%D0%B0%D1%81%D0%BD%D0%B8%D0%BA%D0%B8%20%D0%92%>

D0%94%D0%95-

%D1%80%D0%B8%D0%BD%D0%BA%D1%83%20%D0%B2%20%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%96%CC%88%D0%BD%D1%96.pdf

- [144]. А. Ю. Гаевский та О. В. Мельник, “Прогнозирование мощности ФЭС на основе спутниковых данных,” у “XIV Міжнародна конференція «Відновлювана енергетика XXI століття»”, 16-20 верес. 2013, смт. Миколаївка, АР Крим, Україна. Київ: 2013, с. 248-249.
- [145]. Б.В. Перелигін, Т.Б. Ткач, *Застосування штучних нейронних мереж для обробки інформації в технічних системах моніторингу навколишнього середовища*. Одеса, Україна: ТЕС, 2014. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: [http://eprints.library.odeku.edu.ua/id/eprint/9543/1/PerelyginBV\\_Tkach\\_TB\\_Shtuchni\\_neyronni\\_merezshi\\_v\\_zadachakh\\_obrobky\\_danykh\\_2014.pdf](http://eprints.library.odeku.edu.ua/id/eprint/9543/1/PerelyginBV_Tkach_TB_Shtuchni_neyronni_merezshi_v_zadachakh_obrobky_danykh_2014.pdf)
- [146]. Б.С. Стогній, О.В. Кириленко та С.П. Денисюк, “Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їх технологічне забезпечення,” *Технічна електродинаміка*, №6, с.44–55, 2010. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: <http://dspace.nbuiv.gov.ua/handle/123456789/61922>
- [147]. В. А. Замлинський, “Фінансово-економічні показники ефективності інвестиційних процесів на підприємстві,” *Економічний аналіз* т. 16, №2, с. 12–18, 2014. Дата звернення: 10 лют. 2022. [Онлайн]. Доступно: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/ecan\\_2014\\_16%282%29\\_4](http://nbuv.gov.ua/UJRN/ecan_2014_16%282%29_4)
- [148]. В. А. Маляренко, І. Є. Щербак та І. Д. Колотило “Економія електроенергії і зниження втрат в електричних мережах,” *Енергосбережение. Энергетика. Энергоаудит*, т. 102, №8, с. 9–14, 2012. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: [https://www.kpi.kharkov.ua/archive/%D0%9D%D0%B0%D1%83%D0%BA%D0%BE%D0%B2%D0%B0\\_%D0%BF%D0%B5%D1%80%D1%96%D0%BE%D0%B4%D0%B8%D0%BA%D0%B0/eee/2012/8/18033.pdf](https://www.kpi.kharkov.ua/archive/%D0%9D%D0%B0%D1%83%D0%BA%D0%BE%D0%B2%D0%B0_%D0%BF%D0%B5%D1%80%D1%96%D0%BE%D0%B4%D0%B8%D0%BA%D0%B0/eee/2012/8/18033.pdf)
- [149]. В. А. Матвійчук, О. Є. Рубаненко, О. О. Рубаненко та І. О. Гунько, *Інтелектуалізація електроенергетичних систем. Навчально-методичний посібник для підготовки студентів освітнього рівня «Магістр» в галузі знань 14 «Електрична інженерія» спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка»*. Вінниця, Україна: видавничий центр ВНАУ, 2019.



- [150]. В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолук, *Моделювання режимів систем забезпечення споживачів електричною енергією*. Київ, Україна: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/44193>
- [151]. В. А. Попов, Д. В. Яценко, О. В. Аданіков та О. В. Яценко, “Особливості використання комутаційних апаратів з дистанційним керуванням в процесі формування активних розподільних мереж,” *Енергетика: економіка, технології, екологія* т. 1, № 59, с. 21–28, 2020. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/54246>
- [152]. В. А. Попов, Д.В. Яценко, О.В. Аданіков та В. О. Онуфрей, “Адаптивна модель прогнозування параметрів режиму розподільних мереж з розподіленою генерацією для обґрунтування умов використання дистанційно керованих комутаційних апаратів,” *Вісник Хмельницького національного університету, Технічні науки*, т. 1, №293, с. 135-144, 2021, doi: 10.31891/2307-5732-2021-293-1-135-144.
- [153]. В. К. Туваржієв та Є.Л. Голдаєвич, “Аналіз технічних рішень створення децентралізованих систем теплоелектрогенерації на основі інтелектуальних мереж,” *Науковий вісник академії муніципального управління. Серія : Техніка*, №3, с. 151–168, 2010. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nvamu\\_teh\\_2010\\_3\\_18](http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nvamu_teh_2010_3_18)
- [154]. В. М. Сулейманов, В. В. Чижевський, М. М. Лутчин та В. О. Гижа, *Електричні системи та мережі : методичні вказівки до виконання контрольних робіт з дисципліни для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»*. Київ, Україна: К. : НТУУ "КПІ", 2011.
- [155]. В.І. Дубровін, Є.М. Федорченко, “Дослідження та розроблення генетичних алгоритмів та операторів схрещування,” *Вісник Національного університету «Львівська політехніка» «Інформаційні системи та мережі»*, т. 673, №1, сс. 97 – 104. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: <https://science.lpnu.ua/uk/sisn/vsi-vypusky/vypusk-673-2010/doslidzhennya-ta-rozroblennya-genetychnyh-algorytmiv-ta-operatoriv>
- [156]. В.О. Наталич, «Побудова та багатофункціональне використання системи накопичення електроенергії в розподільних мережах», ІЕЕ,

- КПІ ім. Ігоря Сікорського, Київ, Україна, 2023, [Онлайн], Доступно: [https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/56620/1/Natalych\\_magistr.pdf](https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/56620/1/Natalych_magistr.pdf)
- [157]. Верховна Рада України. VIII скликання, 4 сесія. (2017, 13 квіт.). *Закон України № 2019-VIII, Про ринок електричної енергії*. [Онлайн]. Доступно: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#Text>
- [158]. Д. В. Ципленков, та П. Ю. Красовский, “Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання,” *Електротехніка та електроенергетика*. №1, с. 77–82, 2015. Дата звернення: 10 квіт. 2023. [Онлайн]. Доступно: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/etee\\_2015\\_1\\_15](http://nbuv.gov.ua/UJRN/etee_2015_1_15)
- [159]. Д. М. Карпа, І. Г. Цмоць та Ю. В. Опотяк, “Нейромережеві засоби прогнозування споживання енергоресурсів,” *Науковий вісник НЛТУ України*, т. 28, №5, с. 140–146, 2018, doi: 15421/40280529.
- [160]. Д. Яценко, В. Попов, А. Замулко, О. Ярмолюк та О. Аданіков, “Застосування індикативного якісного показника при динамічному керуванні топологією розподільної мережі з локальними джерелами енергії з метою мінімізації втрат енергії,” *Вісник Хмельницького національного університету*, т. 2, №6, с. 109-117, 2022, doi: 10.31891/2307-5732-2022-315-6(2)-109-117.
- [161]. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», “План розвитку Об’єднаної енергетичної системи України на 2016–2025 роки”, Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», Київ, Україна, 2016. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: <https://de.com.ua/uploads/0/1704-%D0%9F%D0%BB%D0%B0%D0%BD%2016-25%20%D0%B7%20%D0%B4%D0%BE%D0%B4%D0%B0%D1%82%D0%BA%D0%B0%D0%BC%D0%B8.pdf>
- [162]. Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», “План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки”, Державне підприємство Національна енергетична компанія «Укренерго», Київ, Україна, 2021. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно:

- [163]. Інтернет-магазин "Електроконтроль". "Камери/комірки збірні одностороннього обслуговування серії КСО-206 (КВ 2001)", Інтернет-магазин "Електроконтроль".  
<https://electrocontrol.com.ua/ua/vysokovoltное-oborudovanie/kamery-yachejki-sbornye-odnostoronnego-obsluzhivaniya-serii-kso-206.html>  
 (дата звернення 15 берез. 2022).
- [164]. Кабінет Міністрів України, Концепція впровадження "розумних мереж" в Україні до 2035 року (2023, 3 травня), [Онлайн].  
 Доступно: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/908-2022-%D1%80#Text>
- [165]. М. О. Малій, *Методичні вказівки до виконання курсового проекту "Проектування місцевих електричних мереж" для студентів спеціальності 10.02 усіх форм навчання*. Київ, Україна: К. : КПІ, 1992.
- [166]. Міненерговугілля України, *Правила улаштування електроустановок*. Київ, Україна: Форт, 2017.
- [167]. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, "Звіт за 2019 рік, про результати моніторингу безпеки постачання електричної енергії", Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, Київ, Україна, 2020. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: [https://www.mev.gov.ua/sites/default/files/field/file/budget/%D0%97%D0%B2%D1%96%D1%82%20%20%D0%B1%D0%B5%D0%B7%D0%BF%D0%B5%D0%BA%D0%B0%20%D0%BF%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B0%D1%87%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8F\\_2019.docx](https://www.mev.gov.ua/sites/default/files/field/file/budget/%D0%97%D0%B2%D1%96%D1%82%20%20%D0%B1%D0%B5%D0%B7%D0%BF%D0%B5%D0%BA%D0%B0%20%D0%BF%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B0%D1%87%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8F_2019.docx)
- [168]. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, Національна енергетична компанія «Укренерго», Науково-технічний центр електроенергетики, "Зарубіжний досвід підвищення ефективності передавання та розподілу електроенергії, оптимізації втрат електроенергії в електромережах всіх рівнів напруги," Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, Національна енергетична компанія «Укренерго», Науково-технічний центр електроенергетики, Київ, Україна, 2015. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно:

[https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/4.-Efektyvn\\_peredav\\_rozpod\\_elektroen.pdf](https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/4.-Efektyvn_peredav_rozpod_elektroen.pdf)

- [169]. Міністерство енергетики України (Рік, Місяць, день). Стан справ з технологічними витратами електроенергії в електричних мережах України. [News]. Доступно: [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art\\_id=93911](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art_id=93911)
- [170]. Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України, “Енергетична стратегія України на період до 2035 року «безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України, Київ, Україна, 2017. Дата звернення: 10 лют. 2022. [Онлайн]. Доступно: [https://mepr.gov.ua/files/images/news\\_2020/21012020/%D0%95%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B5%D1%82%D0%B8%D1%87%D0%BD%D0%B0%20%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B5%D0%B3%D1%96%D1%8F%20%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D0%B8%20%D0%BD%D0%B0%20%D0%BF%D0%B5%D1%80%D1%96%D0%BE%D0%B4%20%D0%B4%D0%BE%202035%20%D1%80%D0%BE%D0%BA%D1%83.pdf](https://mepr.gov.ua/files/images/news_2020/21012020/%D0%95%D0%BD%D0%B5%D1%80%D0%B3%D0%B5%D1%82%D0%B8%D1%87%D0%BD%D0%B0%20%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B5%D0%B3%D1%96%D1%8F%20%D0%A3%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D0%B8%20%D0%BD%D0%B0%20%D0%BF%D0%B5%D1%80%D1%96%D0%BE%D0%B4%20%D0%B4%D0%BE%202035%20%D1%80%D0%BE%D0%BA%D1%83.pdf)
- [171]. Національна енергетична компанія «Укренерго», “План розвитку системи передачі на 2020–2029 роки,” Національна енергетична компанія «Укренерго», Київ, Україна, 2019. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/11/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2020-2029-roky-.pdf>
- [172]. Національна енергетична компанія «Укренерго». “Energy storage. Перспективи та особливості інтеграції BESS в українській енергосистемі. НЕК «Укренерго»”. Slideshare.net. <https://www.slideshare.net/Ukrenergo/energy-storage-bess> (дата звернення 9 грудня 2021 року).
- [173]. О. В. Кириленко та ін., *Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими: За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка*. Київ, Україна: К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016.
- [174]. О. С. Яндульський та Г. О. Труніна, “Підхід до оптимального регулювання напруги в розподільній електричній мережі з

- джерелом розосередженої генерації з урахуванням їх належності одному або різним власникам,” *Вісник Приазовського державного технічного університету. Технічні науки*. т. 30, №2, с. 121–129, 2015, doi: 10.31498/2225-6733.30.2015.52731.
- [175]. О.В. Яценко, «Оптимізація процесів розподілу енергії в системах з локальними джерелами генерування та акумулювання», ІЕЕ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, Київ, Україна, 2020, [Онлайн], Доступно: [https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/40797/1/Yatsenko\\_magistr.pdf](https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/40797/1/Yatsenko_magistr.pdf)
- [176]. П. І. Бідюк та І. О. Загірська, "Методика побудови сценарного аналізу із використанням байєсівських методів," *Електротехнічні та комп'ютерні системи*, т. 8, № 84, с. 137–142, 2012.
- [177]. П. П. Говоров та В. Л. Бакулевский, “Поліпшення математичної моделі розрахунку та прогнозування втрат електроенергії на основі нейронних мереж,” *Вісник Вінницького Політехнічного Інституту*, №2(137), с. 14–19, 2018.
- [178]. П. П. Говоров, В. Ф. Харченко та В. П. Говоров, *Автоматизація керування режимами міських електричних мереж*. Харків, Україна: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, 2017. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: [https://eprints.kname.edu.ua/46992/1/%D0%9F%D0%95%D0%A7\\_2013%2011%D0%9C%D0%9D%20%D0%90%D0%B2%D1%82%D0%BE%D0%BC%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B7%D0%B0%D1%86%D1%96%D1%8F.pdf](https://eprints.kname.edu.ua/46992/1/%D0%9F%D0%95%D0%A7_2013%2011%D0%9C%D0%9D%20%D0%90%D0%B2%D1%82%D0%BE%D0%BC%D0%B0%D1%82%D0%B8%D0%B7%D0%B0%D1%86%D1%96%D1%8F.pdf)
- [179]. ПрАТ «ДТЕК Київські електромережі», “План розвитку системи розподілу ПрАТ «ДТЕК Київські електромережі» на 2021 – 2025 роки”, ПрАТ «ДТЕК Київські електромережі», Київ, Україна, 2021. Дата звернення: 15 лют. 2022. [Онлайн]. Доступно: <https://www.dtek-kem.com.ua/ua/file/SWj8D9TIMYIuM?inline=1>
- [180]. Р. В. Бондаренко, О. М. Довгалюк, Г. В. Омеляненко, О. Є. Піротті та Т. В. Сиромятнікова, “Підвищення надійності функціонування розподільних електричних мереж,” *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства*, №195 с. 69–71, 2018, doi: [10.32983/2222-4459-2019-2-186-201](https://doi.org/10.32983/2222-4459-2019-2-186-201).

- [181]. С. А. Попадченко, О. А. Савченко та М. А. Абрамов, “Підвищення ефективності технологій smart grid на основі моніторингу параметрів електричної мережі,” *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства*, №204, с. 20–24, 2019. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: <https://repo.btu.kharkov.ua/handle/123456789/5440>
- [182]. С. Ю. Шевченко та П. О. Черненко, “Оперативне прогнозування електричного навантаження вузла енергосистеми,” у *Матеріали XIII Всеукраїнської науково-практичної конференції студентів, аспірантів та молодих вчених «Теоретичні і прикладні проблеми фізики, математики та інформатики»*, Київ, Україна, 21-23 трав. 2015. Київ, Україна: НТУУ «КПІ», 2015, с. 133–135. Дата звернення: 22 черв. 2022. [Онлайн]. Доступно: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/17168>
- [183]. ТОВ «Дженерал Енерджі Україна». “Вакуумний вимикач VM1 з магнітним приводом для розподільчих мереж 6-24 кВ, 630-4000 А, 16-50 кА”. Abbua. <https://abbua.com.ua/vakuumnij-vimikach-z-magnitnim-privodom-dlya-rozpodilchikh-merezh-6-24-kv-630-4000-a-16-50-ka> (дата звернення 10 січ. 2023).
- [184]. Торгова Електрична Компанія (2021, 8 жовт.). Структура електрогенерації в Україні та її зв'язок із тарифами на електроенергію [News]. Доступно: <https://tek.energy/news/struktura-elektrogeneratsii-v-ukraini-ta-ii-zvyazok-iz-tarifami-na-elektroenergiyu>
- [185]. Ф. П. Шкрабець, Ю. В. Куваєв, Д. В. Ципленков та П. Ю. Красовський, “Класифікація і структура втрат електроенергії,” *Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету*, т. 32, №3, с. 122–124, берез. 2005.
- [186]. Яценко Д., Кулагін Д., «Investigation of special features of the decomposition of traction electric drives of mobile electrotechnical complexes», *Технологический аудит и резервы производства*, №.34, с. 31-39, 2017. [Онлайн]. Доступно: <https://journals.uran.ua/tarp/article/view/99929>.
- [187]. Яценко Д., Кулагін Д., Яценко О., «Класифікація дизель-генераторних електромеханічних систем по тяговим категоріям», *Науковий вісник ТДАТУ*, т.1, вип№ 7, с. 141-147, 2017. [Онлайн]. Доступно: <https://nauka.tsatu.edu.ua/e-journals-tdatu/V7T1.html>.

## Додаток А. Акти впровадження

### ЗАТВЕРДЖУЮ

проректор з науково-педагогічної роботи  
Національного технічного університету  
України «Київський політехнічний  
інститут імені Ігоря Сікорського»  
д.т.н., професор



Олексій ЖУЧЕНКО

«29» 08 2023 р.

### АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

результатів дисертаційної роботи науково-педагогічного працівника кафедри електропостачання Яценка Д.В. в навчальний процес КПП ім. Ігоря Сікорського.

Ми, що нижче підписалися, перший заступник директора НН ІЕЕ з навчально-методичної та міжнародної роботи Тверда О.Я., в.о. завідуючого кафедри електропостачання Дерев'янка Д.Г., заступник завідувача кафедри електропостачання з наукової роботи Коцар О.В. склали цей акт про те, що результати наукових досліджень за темою дисертаційної роботи Яценка Дмитра Валерійовича «Динамічне керування режимами розподільних мереж з локальними джерелами енергії» використовуються у навчальному процесі інституту енергозбереження та енергоменеджменту КПП ім. Ігоря Сікорського на кафедрі електропостачання.

Найменування впровадженого результату	Форма впровадження
Методи та алгоритми оптимального керування топологією розподільних мереж в умовах застосування локальних джерел енергії та акумулювання енергії	Матеріали дисертаційної роботи впроваджені у вигляді лекційних та практичних занять дисципліни «Активні системи розподілу електричної енергії» в процесі підготовки магістрів зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Заступник завідувача кафедри  
електропостачання з наукової роботи  
к.т.н., доцент

Олег КОЦАР

В.о. завідувача кафедри  
Електропостачання  
к.т.н., доцент

Денис ДЕРЕВ'ЯНКО

Перший заступник директора НН ІЕЕ  
з навчально-методичної  
та міжнародної роботи  
д.т.н., професор

Оксана ТВЕРДА





Юр. адреса: 03062, м. Київ,  
просп. Перемоги, 73А  
тел./факс: +38(044) 351-15-4  
e-mail: [info@garant-energo.com.ua](mailto:info@garant-energo.com.ua)  
<http://www.garant-energo.com.ua>

**ДОВІДКА**  
про впровадження результатів дисертаційної роботи  
**Яценка Дмитра Валерійовича**  
на тему:  
**«Динамічне керування режимами розподільних мереж з локальними  
джерелами енергії»**  
представленої на здобуття вченого ступеня доктора філософії

Товариством з обмеженою відповідальністю «ГАРАНТ ЕНЕРГО» взято на розгляд з метою подальшого практичного впровадження у районах електричних мереж, які мають у своїй структурі відновлювані джерела енергії, розроблений Яценко Д.В. новий метод динамічного керування комутаційними апаратами, що дозволяє в режимі реального часу визначати оптимальну топологію існуючої розподільної мережі, зокрема з локальними джерелами енергії, з метою мінімізації втрат електричної енергії.

Використання запропонованого методу дозволяє ефективно керувати режимами розподільних мереж з метою ефективного зменшення втрат електричної енергії особливо при наявності локальних джерел енергії, поширення використання яких відповідає стратегії розвитку електроенергетики України.

Результати тестування розробленого Яценко Д.В. методу на нашому підприємстві підтверджують можливість і доцільність його широкого застосування в електричних мережах в масштабах всієї країни, що дозволить покращити ефективність їх роботи.

Директор ТОВ «ГАРАНТ ЕНЕРГО»

Грона О.А.

Адреса:  
пр. Перемоги 73а  
Київ, Україна, 03062

Телефон:  
+38 (044) 351-15-42

Пошта:  
[info@garant-energo.com.ua](mailto:info@garant-energo.com.ua)