

**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

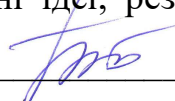
БОГОМОЛОВА ОКСАНА СЕРГІЇВНА

УДК 621.311

**ДИСЕРТАЦІЯ
МЕТОДИ ТА МОДЕЛІ ОЦІНКИ ПОТУЖНОСТІ СОНЯЧНОЇ ТА ВІТРОВОЇ
ГЕНЕРАЦІЇ У ВУЗЛАХ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ**

05.14.02 – електричні станції, мережі і системи

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дисертація містить результати досліджень. Використані ідеї, результати і тексти інших авторів мають посилання на відповідне джерело  О.С.Богомолова

**Науковий керівник: Кирик Валерій Валентинович, доктор технічних наук,
професор**

Київ - 2021

АНОТАЦІЯ

Богомолова О.С. Методи та моделі оцінки потужності сонячної та вітрової генерації у вузлах електричної мережі. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук (доктора філософії) за спеціальністю 05.14.02 «Електричні станції, мережі і системи» (141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка). – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського», Київ, 2021.

Дисертаційна робота присвячена вирішенню актуального науково прикладного завдання розроблення методів та моделей пошуку оптимального вузла підключення джерел сонячної та вітрової генерації для підвищення ефективності проектних та експлуатаційних рішень, що створює умови для покращення режимів роботи електричної мережі шляхом зменшення втрат потужності та підвищення якості електричної енергії з нормалізацією профілю напруги у вузлах.

У першому розділі проведено аналіз особливості введення розподіленої генерації в об'єднану енергосистему України, а також досліджено їхній вплив на режимні параметри електричної мережі. Проведено аналіз проблем, що виникають у районній електричній мережі (РЕМ) у разі підключення розподіленої генерації (РГ) на основі відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), серед яких стохастичний характер виробництва електроенергії, перерозподіл потужностей по лініях електропередавання (можливість реверсивних потоків на ділянках), зміна профілю напруги в мережі, збільшення втрат потужності. На основі проведеного аналізу встановлено, що для кожного вузла електричної мережі зі збільшенням потужності РГ відбувається поступове зменшення втрат активної потужності до величини оптимального значення. У разі подальшого збільшення потужності генерації понад оптимальне значення є можливість збільшення втрат потужності в мережі по відношенню до початкових втрат. Встановлено, що джерела РГ можуть як збільшувати, так і зменшувати втрати потужності в РЕМ, що в основному залежить

від вузлів підключення до мережі, потужності джерела та його коефіцієнта потужності, а також від топології мережі.

У другому розділі виконано аналіз сенсорності вузлів електричної мережі та застосування їх до визначення місця встановлення джерела сонячної та вітрової генерації; сформовано метод коефіцієнтів сенсорності втрат потужності, відхилення напруг у вузлах та коефіцієнта інвестицій для визначення місць встановлення.

Для визначення місць підключення джерел ВДЕ створено різні оптимізаційні методи, кожен з яких має свої переваги та недоліки. На основі проведеного аналізу у разі визначення місць встановлення джерел ВДЕ в більшості випадків використовують такі показники (як окремо кожен, так і у поєднанні декількох показників одночасно): втрати активної та реактивної потужностей, відхилення напруги, допустимий струм по лініях та інвестиційні коефіцієнти. У цьому випадку може застосовуватись безліч критеріїв та обмежень.

Сенсорний аналіз стану мережі дає змогу визначити найбільш чутливі вузли до введення нових джерел енергії. Розглянуто залежність ранжування вузлів електричної мережі в нормальних (базових) та післяаварійних режимах роботи за допомогою сингулярного розкладу повної та скороченої оберненої матриці Якобі, методу приростів та сальдо-провідностей. Встановлено, що ранжування вузлів у разі застосування зазначених підходів повністю збігається, а також з наведених методів визначення сенсорності вузлів метод приростів є ефективним та найпростішим у реалізації.

В існуючих вітчизняних методах визначення місць встановлення джерел РГ використовують або чутливість втрат потужності, або чутливість напруг як допоміжний критерій для уточнення оптимального місця або граничної потужності. Запропоновано підхід до визначення місць встановлення джерел сонячної та вітрової генерації на основі одночасного використання інформації щодо ранжування вузлів електричної мережі за коефіцієнтами чутливості втрат потужності та чутливості напруг вузлів із врахуванням вкладень в інвестиційно-інноваційний проєкт ВДЕ.

У загальному вигляді розроблений метод коефіцієнтів сенсорності за втратами активної потужності, за відхиленням наруги та коефіцієнтом інвестицій для визначення місць встановлення джерел ВДЕ полягає у виконанні таких етапів:

- для усіх ліній визначаються коефіцієнти сенсорності втрат активної потужності;
- з усіх вузлів обираються ті, для яких значення коефіцієнтів сенсорності втрат – найбільші;
- для вузлів, які отримано у п.2, визначають коефіцієнти сенсорності за напругою;
- визначають вузли з найменшими коефіцієнтами сенсорності по напрузі;
- розраховують коефіцієнт інвестицій для жорстких вузлів;
- формується рішення, щодо оптимального вузла ВДЕ відповідно до цільової функції.

Математична модель запропонованого методу на тестовій мережі підтвердила оптимальність визначення місця підключення джерела розподіленої генерації та значення їхньої потужності.

У третьому розділі розроблено універсальний коефіцієнт генерації на основі дослідження впливу джерел сонячної та вітрової генерації на елементи електричної мережі, який дає змогу оцінити доцільність встановлення джерел РГ без розрахунку режиму роботи мережі; сформовано цільову функцію математичної моделі на основі універсального коефіцієнта генерації за мінімізації втрат потужності та підтримання рівнів напруги у вузлах електричної мережі.

Розроблено алгоритм визначення оптимального місця встановлення генерації:

1. Для кожного пункту та можливої потужності генерації виконується розрахунок універсального коефіцієнта генерації.
2. Визначається найменше значення коефіцієнта для кожного пункту.
3. З ряду менших значень коефіцієнтів знаходиться одне найменше значення. Відповідно до нього обираються з таблиці номер пункту та потужність встановленої генерації.

Розроблена цільова функція на основі універсального коефіцієнта вигідності дає змогу лише за початковими параметрами електричної мережі, без аналізу та проведення розрахунку режимних параметрів, визначити оптимальне місце встановлення та потужність відновлювальних джерел енергії.

У четвертому розділі створена імітаційна модель для визначення місця встановлення джерела сонячної та вітрової генерації, виходячи із рейтингу вузлів створеним нечітким контролером; розроблено алгоритм прийняття рішення регулюючим пристроєм щодо зміни відпайки РПН на основі нечіткої логіки для підтримання напруги навантаження у нормованих значеннях.

Експертна система прийняття рішень щодо місця встановлення РГ за допомогою інструментарію нечіткої логіки MATLAB побудована відповідно на основі бази правил та мультимножинного вибору. Вхідними величинами є чутливості втрат активної потужності, сенсорність вузлів за напругою, різниця власної та взаємної провідності, інвестиційний коефіцієнт. Вихідною величиною є рівень встановлення потужності РГ.

Отримана передатна характеристика синтезованого нечіткого логічного контролера дає змогу виконати ранжування вузлів електричної мережі за вхідними розрахунковими параметрами та обрати декілька пунктів для встановлення з максимальним значенням рейтингів, для яких необхідно оцінити фізичну можливість встановлення джерел РГ.

Враховуючи стохастичний характер зміни параметрів електротехнічного комплексу, а також обмеженість обсягу засобів збору та передачі даних у таких системах, обмеженість обчислювальної техніки, зручним інструментом для опису таких систем є теорія нечітких множин. У дисертаційній роботі вибір визначаючого приєднання виконується за допомогою методів теорії нечіткої логіки, яка оперує лінгвістичними змінними. В нашому випадку виконується обробка лінгвістично сформованих експертних знань на основі фазі-технологій. Синтезований нечіткий логічний контролер дає змогу сформувати команду на перемикання відпайки

трансформатора і забезпечити необхідне значення напруги на низькій стороні трансформатора.

Підвищення ефективності регулювання напруги в розподільних мережах в умовах введення джерел розподіленої генерації з використанням нечіткого логічного контролера дало змогу здійснити регулювання рівня напруги в системі до раціональних значень за умови мінімізації втрат електричної енергії, дотримуючись норм її якості.

Практична цінність отриманих результатів полягає в тому, що розроблено експрес-метод оцінки граничної потужності та вузла підключення сонячної та вітрової генерації на стадії формування проектних рішень, що дає змогу підвищити ефективність функціонування мережі та забезпечити мінімальні втрати потужності і нормований режим напруги мережі.

Розв'язана задача ефективного планування потужності сонячної та вітрової генерації у вузлах мережі на стадії експлуатаційних рішень, що створює умови для покращення режимів роботи електричної мережі шляхом зменшення втрат потужності та нормалізації профілю напруги у вузлах.

Окремі результати дослідження увійшли до звіту з науково-дослідної роботи: «Методи оцінки електроенергетичних режимів, пов'язаних з впровадженням нетрадиційних джерел електроенергії, на основі нечіткої логіки» (№ ДР 0118U000591), виконаної на кафедрі ЕМС ФЕА КПІ ім. Ігоря Сікорського. Отримані рішення можуть стати основою для створення нових методів та підходів оцінювання режимів роботи ЕМ з джерелами ВДЕ. Результати, отримані в дисертації, використовуються в навчальному процесі та у разі виконання кваліфікаційних і науково-дослідних робіт магістрантів кафедри ЕМС ФЕА КПІ ім. Ігоря Сікорського.

Ключові слова: електрична мережа, відновлювальні джерела енергії, сонячна генерація, вітрова генерація, потужність генерації, активна потужність, реактивна потужність, втрати потужності регулювання напруги, система регулювання під навантаженням трансформатора.

ABSTRACT

Bohomolova O.S. Methods and models for estimating the power of Solar and Wind Generation in the nodes of the Electrical Network. - Proficiency scientific treatise on the rights of the manuscript.

The thesis submitted in fulfilment of the Candidate of Engineering Science (PhD) degree in technical sciences on specialty 05.14.02 – «Power stations, networks and systems» (141 Power engineering, electrical engineering and electromechanics). – National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute», Kyiv, 2021.

The thesis is devoted to solving the current scientific and applied problem of developing methods and models for finding the optimal node for connecting solar and wind sources to increase the efficiency of design and operational solutions, which creates conditions for improving the operating network by reducing power losses and improving the quality of electricity with normalizing voltage at the nodes.

The first section analyzes the peculiarities of the introduction of distributed generation in the integrated power system of Ukraine, as well as their impact on the regime parameters of the electricity network. The analysis of problems arising in district electrical network (DEN) at connection of distributed generation (DG) on the basis of renewable energy sources (RES) is carried out, among which stochastic character of production of the electric power, redistribution of capacities on power lines (possibility of reversible streams on sites), change of a voltage profile in network, increase of power losses. Based on the analysis, it is established that for each node of the electrical network with increasing power of the DG there is a gradual decrease in active power losses to the value of the optimal value. With a further increase in generation power above the optimal value, it is possible to increase the power loss in the network relative to the initial losses. It has been established that WG sources can both increase and decrease power losses in the district electrical network, which mainly depends on the network connection nodes, the power of the source and its power factor, as well as the network topology.

In the second section the sensory analysis of electrical network nodes and their application to determine the location of the source of solar and wind generation is made.

The method of power loss sensory coefficients, with voltage deviation in nodes and investment coefficient for determining installation places is formed.

Various optimization methods have been created to determine the connection points of RES sources, each of which has its advantages and disadvantages. Based on the analysis, in determining the location of RES sources in most cases use the following indicators (both separately and in combination of several indicators simultaneously): loss of active and reactive power, voltage deviation, allowable line current and investment ratios. A wide variety of criteria and restrictions can be applied.

Sensory analysis of the network allows to identify the most sensitive nodes to the introduction of new energy sources. The dependence of the ranking of electrical network nodes in normal (basic) and after emergency modes of operation using the singular decomposition of the complete and abbreviated Jacobi inverse matrix, the method of increments and balance-conductivities is considered. It is established that the ranking of nodes in the application of these approaches is completely the same, and from the above methods for determining the sensority of nodes, the method of increments is effective and the easiest to implement.

In the existing domestic methods of determining the locations of DG sources, use either the sensitivity of power losses or the sensitivity of voltages as an auxiliary criterion for specifying the optimal location or maximum power. It was proposed an approach to determining the location of sources of solar and wind generation based on the simultaneous use of information on the ranking of power grid nodes on the coefficients of sensitivity of power losses and voltage sensitivity of nodes, with taking into account inputs in investment and innovation project RES. In general, the developed method of sensory coefficients for active power losses, deflection and investment coefficient to determine the location of sources of RES is to perform the following steps:

- for all lines the sensory coefficients of active power losses are determined;
- from all nodes, those are selected for which the values of the coefficients of sensory losses are the largest;

- for nodes, which are obtained in entry 2 determine the coefficients of voltage sensory;
- determine the nodes with the lowest voltage sensors;
- calculate the investment ratio for inflexible nodes;
- a decision is formed regarding the optimal RES node in accordance with the objective function.

The mathematical model of the proposed method on the test network confirmed the optimality of determining the connection point of the distributed generation source and the value of its power.

In the third section the universal coefficient of generation is developed on the basis of research of influence of sources of solar and wind generation on elements of an electric network which allows to estimate expediency of installation of WG sources without calculation of an operating mode of a network; the target function of the mathematical model is formed on the basis of the universal generation factor while minimizing power losses and maintaining voltage levels in the nodes of the electrical network.

An algorithm for determining the optimal place of installing generation point has been developed:

1. For each point and possible generation capacity, the calculation of the universal generation coefficient is performed.
2. The smallest value of the coefficient for each point is determined.
3. From a number of smaller values of coefficients the smallest is taken. According to it the point and power of the established generation is selected from the table.

The developed target function on the basis of the universal coefficient of profitability allows to determine the optimal place of installation and capacity of renewable energy sources only according to the initial parameters of the electric network, without analysis and calculation of mode parameters.

In the fourth section, a simulation model is created to determine the location of the source of solar and wind generation, based on the rating of nodes created by a fuzzy controller; developed an algorithm for decision-making by the control device to change the tapping of the on-load tap-changer based on fuzzy logic to maintain the load voltage in the normalized values

The expert decision-making system regarding the location of the WG with the help of the MATLAB fuzzy logic toolkit is built on the basis of the rule base and multi-set selection, respectively. Input values are the sensitivity of active power losses, the sensitivity of the nodes to the voltage, the difference between intrinsic and mutual conductivity, the investment ratio. The initial value is the level of setting the power of the DG.

The obtained transfer characteristic of the synthesized fuzzy logic controller allows to rank the nodes of the electrical network according to the input calculation parameters and select several points for installation with the maximum value of ratings, for which it is necessary to assess the physical possibility of installing DG sources.

Given the stochastic nature of changes in the parameters of the electrical complex, as well as the limited scope of data collection and transmission in such systems, the limitations of computer technology, a convenient tool for describing such systems is fuzzy set theory. In the dissertation, the choice of the defining connection is performed using the methods of fuzzy logic theory, which operates on linguistic variables. In this case, the processing of linguistically formed expertise on the basis of phase technology is performed. The synthesized fuzzy logic controller allows you to generate a command to switch the soldering of the transformer and provide the required voltage value on the low side of the transformer.

Improving the efficiency of voltage regulation in distribution networks in the introduction of distributed generation sources using a fuzzy logic controller allowed to regulate the voltage level in the system to rational values, while minimizing electricity losses in compliance with its quality standards.

The practical value of the obtained results is that the express method of estimating the maximum power and connection node of solar and wind generation at the stage of formation of design solutions is developed, which allows to increase the efficiency of network operation and ensure minimum power loss and normalized network voltage.

The problem of effective planning of solar and wind generation power in the network nodes at the stage of operational decisions is solved, which creates conditions for improving the operating modes of the electric network by reducing power losses and normalizing the voltage profile in the nodes.

Some results of the study were included in the research report: "Methods for assessing electric power regimes associated with the introduction of non-conventional electric power sources, based on fuzzy logic" (№ DR 0118U000591), performed at the Department of Electrical Networks and Systems of the Faculty of Electrical Engineering and Automation Igor Sikorsky KPI. The obtained solutions can become the basis for the creation of new methods and approaches for evaluating the modes of operation of EM with sources of RES. The results obtained in the dissertation are used in the educational process and in the performance of qualification and research work of faculty members of the Department of Electrical Networks and Systems of the Faculty of Electric Power Engineering and Automation of the National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute".

Key words: electrical network, renewable energy sources, solar generation, wind generation, generation power, active power, reactive power, power losses, voltage regulation, transformer load control system.

Список публікацій здобувача

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації:

1. Кирик В.В., Губатюк О.С. Регулювання режиму напруги мережі з джерелами розподіленої генерації // *Оптико-електронні інформаційно-енергетичні технології*. – №1 (25). – 2013. – С. 125 – 128.
2. Кирик В.В., Губатюк О.С. Створення бази знань нечіткого логічного контролера для оптимізації перетоків реактивної потужності // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. – №2. – 2014. – С. 11 – 13.
3. Губатюк О.С. Визначення оптимального місця та потужності джерела розподіленої генерації /О.С. Губатюк // *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. – 2015. – №42. – С.52-55.
4. Кирик В.В. Сенсорний метод пошуку місця встановлення джерела розподіленого генерування / В.В.Кирик, О.С. Губатюк // *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. – 2015. – №6(123). – С.136-140. (включено до міжнародних наукометричних баз даних Index Copernicus та РИНЦ)

5. Кирик В.В. Оптимизация метода поиска месторасположения источников распределенной мощности / В.В.Кирик, О.С. Губатюк // *Науковий вісник Академії муніципального управління. Сер., "Техніка". Збірник наукових праць / Академія муніципального управління.* - 2015. – Випуск 2(10). – С. 67-74.

6. Кирик В.В. Обґрунтування оптимального місця підключення джерела розосередженого генерування та значення його потужності / В.В.Кирик, О.С. Богомоллова // *Науково-практичний журнал "Електротехніка і електромеханіка"*, 2019 – Випуск 2. – С.55-60.

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

7. Кирик В.В. Дослідження впливу джерел розподіленої генерації на режим роботи електричної системи / В.В. Кирик, О.С. Губатюк, В.І. Моссаковський // *Відновлювальна енергетика XXI століття: XIV Міжнарод.наук.-техн. конф.: матеріали конференції.* – АР Крим. - 16 вересня 2013р. - С.141-143.

8. Кирик В.В. Применение нечеткой логики для регулирования напряжения электрических сетей / В.В. Кирик, О.С.Губатюк // *Повышение эффективности энергетического оборудования: VII Международной научно-практической конференции: мат.конференции.* – Москва, - 11-13 декабря 2013г. - С.449-457.

9. Кирик В.В. Інтелектуальна методика визначення місць встановлення обмежувачів перенапруги / В.В. Кирик, Л.П. Головій , О.С.Губатюк // *Міжнародна науково-практична конференція «Інноваційні підходи та механізми державного та муніципального управління».* – Київ. – 2013. – С.307-309

10. Губатюк О.С. Регулювання напруги при введенні розподіленої генерації / О.С.Губатюк, О.Є.Стрижиус // *Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених, аспірантів і студентів. Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики.* – Київ: Політехніка, 2013. – С.107-110.

11. Губатюк О.С. Вплив розподіленої генерації на режимні параметри мережі / О.С.Губатюк, Н.М.Дацько // *Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених, аспірантів і студентів. Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики.* – Київ: Політехніка, 2013. – С.110-113.

12. Кирик В.В. Перенапряжения в сети электроснабжения и технологии их ограничения / В.В. Кирик, О.С.Губатюк // *LXIX Наукова конференція професорсько-викладацького складу, аспірантів, студентів та співробітників відокремлених структурних підрозділів університету*.-К: НТУ, 2013.-с.367

13. Кирик В.В. Комп'ютерні технології розрахунку режимів електричних мереж / В.В. Кирик, О.С.Губатюк. О.В.Журавель // *LXIX Наукова конференція професорсько-викладацького складу, аспірантів, студентів та співробітників відокремлених структурних підрозділів університету*.-К: НТУ, 2013.-с.368

14. Kyryk V.V. Fuzzy logic controller for on-load transformer tap changer for distribution network with distributed generation / V.V.Kyryk, O.S.Hubatiuk / *International scientific and practical conference World science Modern scientific achievements and their practical application* // UAE, Dubai - October 20-22 – 2014.

15. Кирик В.В. Створення бази знань нечіткого логічного контролера для оптимізації перетоків реактивної потужності / В.В. Кирик, О.С.Губатюк. – *Збірник тез та доповідей I Міжнародної науково-практичної та навчально-методичної конференції «Енергетичний менеджмент: Стан та перспективи розвитку – 2014»*. – Київ, - 27-29 травня 2014р.,- с.23

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	17
ВСТУП	18
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СТАНУ, ПРОБЛЕМИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ З УРАХУВАННЯМ ВВЕДЕННЯ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ	26
1.1 Особливості введення розподіленої генерації в об'єднану енергосистему України.....	26
1.2 Вплив джерел розподіленої генерації на показники якості електричної енергії	34
1.3 Аналіз впливу джерел розподіленої генерації на втрати потужності в електричній мережі.....	37
1.4 Принципи регулювання потужності в Україні за використання джерел розподіленої генерації.....	39
Висновки по 1 розділу	44
РОЗДІЛ 2 МАТЕМАТИЧНІ МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВУЗЛА ПІДКЛЮЧЕННЯ СОНЯЧНОЇ ТА ВІТРОВОЇ ГЕНЕРАЦІЇ	46
2.1 Технічні та технологічні характеристики введення сонячної та вітрової генерації в мережу	46
2.2 Математичні методи пошуку оптимального місця підключення джерела відновлювальної енергії в розподільній мережі	54
2.3 Визначення коефіцієнтів сенсорності вузлів електричної мережі на основі сингулярного розкладу оберненої матриці Якобі	57
2.4 Математичні моделі оцінки чутливості вузлів електричної мережі до введення розподіленої генерації	61
2.5 Сингулярне розкладання скороченої матриці Якобі	69
2.6 Аналіз приростів для оцінки чутливості вузлів розподіленої електричної мережі	72

2.7 Аналіз та оцінка методу сальдо-провідностей на основі вузлових рівнянь балансу потужностей	75
2.8 Оцінка ефективності визначення чутливості методами повної та скороченої матриць Якобі методом приростів та сальдо-провідностей	77
2.9 Визначення комплексного показника напруги, втрат та вартості встановлення відновлювального джерела енергії	78
2.10 Метод коефіцієнтів сенсорності для визначення місць підключення розподіленої генерації	80
2.11 Практичне рішення задачі пошуку оптимального місця встановлення джерела розподіленої генерації	81
Висновки по 2 розділу	86
РОЗДІЛ 3 МЕТОД УНІВЕРСАЛЬНОГО КОЕФІЦІЄНТА ВИГІДНОСТІ ГЕНЕРАЦІЇ ДЛЯ ПОШУКУ ОПТИМАЛЬНОГО МІСЦЯ ВСТАНОВЛЕННЯ ДЖЕРЕЛА СОНЯНЧНОЇ ТА ВІТРОВОЇ ГЕНЕРАЦІЇ	89
3.1 Аналіз втрат активної та реактивної потужностей від коефіцієнта завантаження трансформаторів	91
3.2 Аналіз втрат активної та реактивної потужностей лінії електропередавання	96
3.3 Апробація методу універсального коефіцієнта генерації	98
3.4 Застосування універсального коефіцієнта генерації для планування режиму роботи електричної мережі	103
Висновок по 3 розділу	105
РОЗДІЛ 4 ІМІТАЦІЙНІ МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ НА ОСНОВІ НЕЧІТКОЇ ЛОГІКИ	108
4.1 Застосування нечіткої логіки в задачах мікропроцесорного керування..	108
4.2 Імітаційна модель для визначення місця встановлення джерела розподіленої генерації	110
4.3 Методи розрахунку та оптимізації режимів електричних мереж	115
4.4 Основні принципи регулювання напруги в мережі	117

4.5 Задача оптимізації режиму напруги за використання теорії нечітких множин	120
4.6 Алгоритм регулювання напруги та створення нечіткої моделі пристрою регулювання напруги	121
Висновки по 4 розділу	133
ВИСНОВКИ	135
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	138
ДОДАТОК А ХАРАКТЕРИСТИКИ ДІЛЯНОК ЛІНІЙ ТА НАВАНТАЖЕННЯ ПС РОЗРАХУНКОВОЇ СХЕМИ 35 КВ	147
ДОДАТОК Б РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ РОБОТИ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 35 КВ МЕТОДОМ ЗЕЙДЕЛЯ ЗА ДОПОМОГОЮ ПАКЕТУ ПРИКЛАДНИХ ПРОГРАМ МАТНСАД	149
ДОДАТОК В ДОВІДКИ ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЙНОГО ДОСЛІДЖЕННЯ	150
ДОДАТОК Г СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ	153

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

БСК – батареї статичних конденсаторів
ВЕС – вітрова електростанція
ВДЕ – відновлювальні джерела енергії
ДРГ – джерело розосередженого генерування
ЕМ – електрична мережа
ЕЕС – електроенергетична система
ЛЕП – лінії електропередач
ОЕС – Об’єднана енергосистема
ПЕМ – підприємство електричних мереж
ПС – електрична підстанція
РЕМ – розподільна електрична мережа
РГ – розосереджене генерування
РПН – регулювання під навантаженням
СЕС – сонячна електростанція
СГ – синхронний генератор
СК – синхронний компенсатор
СТК – статичний тиристорний компенсатор
СТАТКОМ – статичний компенсатор реактивної потужності
СШ – системна шина
ФЕУ – фотоелектрична установка
ЯЕ – якість електричної енергії
IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers – Інститут інженерів з електротехніки та електроніки

ВСТУП

Сьогодні електроенергетика переживає кардинальну трансформацію, основним драйвером якої є технологічні нововведення, що зумовлюють можливості для переходу до принципово нового етапу розвитку. Зростаючий знос електроенергетичної інфраструктури, введення розподілених енергетичних ресурсів (у т. ч. відновлюваних), зміна ролі традиційних джерел енергії та енергоносіїв, зростання попиту на електроенергію і трансформація її якісних характеристик, зміна моделі поведінки споживачів - все це зумовило переглянути вимоги до об'єктів генерації, мережевої інфраструктури і в цілому до організації електроенергетики і електроенергетичних ринків.

Загальносвітовою тенденцією стає поступова відмова від централізованого енергопостачання. Так, по всьому світу вже 12,5% великих виробників користуються власними генеруючими джерелами. Абсолютним лідером є Данія, де вже більше половини виробництв перейшли на власні джерела. Така тенденція проглядається на рівні великих споживачів, котрі один за одним відмовляються від централізованої електроенергії, на користь установок власної малої (розподіленої) генерації. Відповідно споживачі, підключені до центральної енергосистеми на низькому рівні напруги (малі і середні підприємства), змушені нести додаткові витрати, пов'язані з функціонуванням ЦЕС, у цьому разі спостерігається зниження ефективності у зв'язку із зростанням цін на електроенергію.

Станом на кінець 2020 року загальна частка встановленої потужності джерел відновлювальної енергетики (ВДЕ) (СЕС, ВЕС та біоЕС) складає 12 % від загальної потужності ОЕС України. Збільшення долі ВДЕ в загальній потужності генерування створює загрозу стабільності роботи усієї енергомережі, оскільки генерування електричної енергії відновлювальними джерелами енергії нестабільне. Подальший розвиток «зеленої» енергетики в Україні може призвести до нестабільної роботи усієї енергомережі країни.

Питання проектування, експлуатації та управління режимами РГ вирішуються власниками - в міру кваліфікації і компетенції, часто з мінімальною координацією за допомогою енергокомпаній, до мереж яких здійснюється підключення.

На основі вихідних даних наданих оператором системи передачі або оператором системи розподілу, за рахунок замовника здійснюється розроблення техніко-економічних обґрунтувань (ТЕО) вибору схеми приєднання генеруючої потужності до електричної мережі. Запропоновані в ТЕО схеми підключення джерела ґрунтуються на різних варіантах можливості видачі потужності в мережу та рекомендуються замовнику як варіанти з найменшими для нього затратами. Замовник має право обрати будь-який із запропонованих варіантів приєднання.

Вплив ВДЕ на режим роботи мережі як на рівні середньої, так і на рівні високої напруги власників особливо не цікавить. Загальносистемні питання формування балансів потужності та енергії ВДЕ залишаються відкритими. Одинична потужність окремих установок ВДЕ в порівнянні з системною потужністю незначна, але, з урахуванням потенційно великої кількості установок - десятків і сотень, виникає ціла складова балансів потужності та енергії, що не підпадає під централізовану диспетчеризацію і не входить в ієрархію формування балансів потужності та енергії в енергосистемі. Локальне регулювання режимів напруги в точці підключення розподіленої генерації, відсутність диспетчерського ведення і керування щодо генерації, самостійне визначення джерела ВДЕ свого графіка роботи призводять до системних проблем, пов'язаних з режимами роботи мережі.

У разі вирішення задач вибору місця встановлення ВДЕ розглядають питання наявності територій та показників первинних ресурсів, які застосовуються для генерації (наприклад, для СЕС - показник сонячної інсоляції, для ВЕС - сила та інтенсивність вітру). Більш детальний аналіз показав, що первинні параметри можуть мати менше значення, ніж локальні особливості мережі, тому більшість методик вибору місця встановлення розосередженого генерування засновані на аналізі та моделюванні режимів роботи існуючої мережі за підключення до неї джерела генерації.

Оскільки частка джерел ВДЕ у складі енергобалансу ОЕС України динамічно зростає, то виникають задачі оптимізації місць їх встановлення в електричних мережах та обмеження потужності цих джерел.

На сьогодні у разі збільшення частки потужності розподіленої генерації в системі потребує особливої уваги до режимів роботи мереж як на рівні середньої напруги розподільчих мереж, так і на рівні мереж високої напруги.

Актуальність теми. Швидкі темпи розвитку та інтеграції розподіленої генерації (зокрема, відновлювальних джерел енергії: сонячних та вітрових електростанцій) в електричній мережі України призвели до ускладнення режимів роботи мереж зі зниженням показників якості електричної енергії у вузлах, порушенням роботи релейного захисту і автоматики та ускладненням планування режимів роботи мереж.

Введення значної кількості нових потужностей у енергетичній галузі не свідчить про їхнє подальше ефективне використання та позитивний вплив на параметри режиму енергосистеми. Вплив ВДЕ (тут і надалі під ВДЕ матимуться на увазі сонячні та вітрові електростанції) на режими роботи районної електричної мережі (РЕМ) суттєво залежить від значення сумарного розосередженого генерування в ній, від одиничної встановленої потужності ВДЕ та їхнього типу, а також від їхнього місця під'єднання до вузлів електричної мережі.

Для забезпечення переваг від впровадження ВДЕ необхідні вдосконалення існуючих методів пошуку місця та потужності ВДЕ, а також розробка нових наукових досліджень ефективних моделей, методів і технічних рішень щодо роботи ВДЕ на загальну мережу: оптимізація структури і параметрів джерел ВДЕ, їхнього місця підключення і планування режимів роботи.

Саме цим задачам присвячені дослідження та розробки багатьох вчених: Буткевича О.Ф., Кириленка О.В., Яндульського О.С., Павловського В.В., Лежнюка П.Д., Кулика В.В., Сегеди М.С, Комара В.О., Денисюка С.П., Попова В.А., Лук'яненко Л.М. та ін. Проте залишається актуальним питанням підтримання подальшого розвитку зеленої енергетики та розподіленої генерації розроблення алгоритму економічно та технічно обґрунтованого поєднання спільної роботи

різнорідних джерел розподіленої генерації енергії із загальною мережею, виявлення узагальнених закономірностей визначення оптимального місця підключення розподіленої генерації в мережу, планування режимів за мінімального порушення параметрів режиму роботи системи за перетоками потужності та рівнями напруги.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертація виконана на кафедрі Електричних мереж та систем Національного технічного Університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» відповідно до планів наукових досліджень, а саме за науково-дослідною роботою «Методи оцінки електроенергетичних режимів, пов'язаних з впровадженням нетрадиційних джерел електроенергії, на основі нечіткої логіки» (№ державної реєстрації 0118U000591).

Мета і задачі дослідження. Мета дисертаційної роботи полягає в розробленні методів та моделей узагальненого оцінювання обсягів введення потужності сонячної та вітрової генерації у вузлах електричної мережі для підвищення ефективності проектних та експлуатаційних рішень, що створює умови для покращення режимів роботи електричної мережі, зменшення втрат потужності та підвищення якості електричної енергії з нормалізацією профілю напруги у вузлах.

Задачі дослідження. Для досягнення поставленої мети в роботі вирішуються наступні задачі:

1. Аналіз існуючих методів визначення місць встановлення та потужності відновлювальних джерел енергії.
2. Розробити показник для оцінки впливу джерел ВДЕ на режимні параметри мережі з метою об'єктивного співставлення різних варіантів їхнього підключення.
3. Розробка експрес-критерію оцінювання ефективності впровадження джерела ВДЕ у вузли замкненої електричної мережі на стадії проекту.
4. Формування цільової функції та математичної моделі прийняття рішень щодо підключення розподіленої генерації за комплексним критерієм оптимальності.
5. Розробка методу визначення оптимального місця підключення відновлювальних джерел енергії.
6. Розробка системи регулювання напруги у вузлах підключення ВДЕ.

Об'єктом дослідження є режими роботи електричних мереж з джерелами розподіленої генерації.

Предметом дослідження є методи та математичні моделі оцінювання місця підключення і потужності сонячної та вітрової генерації у вузлах електричної мережі.

Методи дослідження. Для розв'язання поставлених задач використані методи математичного, аналітичного та імітаційного моделювання. Для пошуку оптимальних місць підключення джерел ВДЕ використано апарат теорії нечітких множин, методи аналізу сталих режимів електроенергетичних мереж. Перевірка ефективності розробленого методу та алгоритму проводилась на основі результатів моделювання на сертифікованих програмних комплексах розрахунку режимів РЕМ. Для розробленої системи регулювання напруги використано елементи теорії автоматичного керування та нечіткої логіки.

Наукова новизна полягає у наступних положеннях:

1. Запропоновано новий метод комплексного оцінювання чутливості вузлів електричної мережі до зміни параметрів для визначення оптимального місця підключення джерел сонячної та вітрової генерації на основі одночасного використання ранжування за коефіцієнтами розподілу втрат потужності і чутливістю до коливання напруги з урахуванням вкладень в інвестиційно-інноваційний проєкт відновлювального джерела енергії, що в порівнянні з існуючими методами оцінювання, дозволяє забезпечити дотримання рівнів напруги у вузлах в нормованому діапазоні та зменшити втрати потужності в мережі без використання додаткових засобів компенсації реактивної потужності.

2. Удосконалено метод визначення оптимального значення потужності сонячної та вітрової генерації для підключення в заданому вузлі електричної мережі, який базується на комплексному критерії оптимальності, що на відміну від існуючих методів не вимагає циклічного розрахунку режимних параметрів мережі.

3. Розроблено новий узагальнений метод короткотермінового визначення потужності сонячної та вітрової генерації у вузлах електричної мережі при плануванні її режимів роботи, який на відміну від існуючих дозволяє на основі універсального коефіцієнта генерації забезпечити максимальний рівень генерації

активної потужності відновлювального джерела енергії при дотриманні зон безпеки режимних параметрів.

4. Удосконалено математичну модель оцінки рейтингу вузлів пріоритетних для встановлення джерела генерації на основі нечіткого логічного аналізу, яка на відміну від існуючих методів з детермінованим діапазоном параметрів, дає можливість автоматично адаптуватись до зміни зовнішніх умов та наявності нових джерел генерації в мережі.

Практичне значення одержаних результатів. Практична цінність роботи полягає в тому, що:

1. Розроблено експрес-метод оцінки граничної потужності та вузла підключення сонячної та вітрової генерації на стадії формування проєктних рішень, що дозволяє підвищити ефективність функціонування мережі та забезпечити мінімальні втрати потужності та нормований режим напруги мережі без застосування додаткових засобів компенсації реактивної потужності.

2. Розв'язана задача ефективного планування потужності сонячної та вітрової генерації у вузлах мережі на стадії експлуатаційних рішень, що створює умови для покращення режимів роботи електричної мережі шляхом зменшення втрат потужності та нормалізації профілю напруги у вузлах.

Окремі результати дослідження увійшли в звіт з науково-дослідної роботи: «Методи оцінки електроенергетичних режимів, пов'язаних з впровадженням нетрадиційних джерел електроенергії, на основі нечіткої логіки» (№ ДР 0118U000591), виконаної на кафедрі ЕМС ФЕА КПІ ім. Ігоря Сікорського. Отримані рішення можуть стати основою для створення нових методів та підходів оцінювання режимів роботи ЕМ з джерелами ВДЕ.

Результати, отримані в дисертації, використовуються в навчальному процесі та при виконанні кваліфікаційних і науково-дослідних робіт магістрантів кафедри ЕМС ФЕА КПІ ім. Ігоря Сікорського.

Особистий внесок здобувача. Всі результати, які складають основний зміст дисертаційної роботи, отримано автором самостійно. У роботах, опублікованих у співавторстві, здобувачеві належить формалізація поставлених завдань, розробка

математичних моделей і методів, їхня реалізація і тестування в програмно-обчислювальних комплексах, аналіз та узагальнення результатів, а саме: [1] – запропоновано підхід до регулювання напруги в мережі з джерела розподіленої генерації шляхом зміни номера відпайки трансформатора на основі синтезованого нечіткого логічного контролера; [2] – теоретично ідентифіковано параметричну залежність потужності джерела ВДЕ та оптимальної потужності синхронної машини, на основі якої створена база знань нечіткого логічного контролера для покращення техніко-економічних показників роботи електричної мережі з джерелами ВДЕ; [3] – запропоновано метод пошуку оптимального місця та потужності джерела ВДЕ з мінімізацією повних втрат потужності в мережі на основі сенсорності фаз та модулів вузлових напруг електричної мережі; [4] – розроблено метод визначення місця підключення джерела ВДЕ за принципом максимального ефекту з урахуванням коефіцієнта втрат активної потужності; [5] – проведено аналіз впливу сонячної електростанції на режимні параметри замкненої електричної мережі 110 кВ, формування критерію обмеження потужності джерел РГ та створення рекомендацій до визначення оптимального вузла його підключення; [6] – проведено аналіз впливу сонячної електростанції на режимні параметри замкненої електричної мережі 110 кВ, формування критерію обмеження потужності джерел РГ та створення рекомендацій до визначення оптимального вузла його підключення.

Апробація результатів дисертації. Основні положення та результати роботи доповідалися та обговорювалися на I Міжнародній науково-технічній конференції «Оптимальне керування електроустановками - ОКЕУ 2013» (Вінниця, 2013); на XIV Міжнародній науково-практичній конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті» (Крим, 2013 р.); VII Ежегодной Международной научно-практической конференции «Повышение эффективности энергетического оборудования – 2013» (м. Москва, 2013); I Міжнародній науково-практичній навчально-методичній конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – 2014» (м. Київ, 2014 р.); на III Міжнародній науково-технічній конференції «Оптимальне керування електроустановками - ОКЕУ 2015» (Вінниця, 2015); на Всеукраїнській науково-практичній конференції молодих учених, спеціалістів, аспірантів «проблеми

енергоресурсозбереження в промисловому регіоні. Наука і практика» (м. Маріуполь, 2015 р.); IV Міжнародній конференції «Інтелектуальні енергетичні системи – ESS'15» (м. Київ, 2015 р.); на XVII Міжнародній науково-практичній конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті» (Київ, 2016 р.).

Публікації. За результатами досліджень опубліковано 15 наукових праць, у тому числі 5 статей у наукових фахових виданнях України (з них 1 стаття у виданнях України категорії «А»), 1 стаття в інших виданнях України, 9 тез доповідей в збірниках матеріалів конференцій.

Обсяг та структура дисертаційної роботи. Дисертаційна робота складається із вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел (80 найменувань) і додатків. Основний зміст викладено на 119 сторінках друкованого тексту, містить 16 таблиць, 31 рисунки. Загальний обсяг дисертації – 148 сторінок.

РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ СТАНУ, ПРОБЛЕМИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ З УРАХУВАННЯМ ВВЕДЕННЯ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

1.1 Особливості введення розподіленої генерації в об'єднану енергосистему України

Електроенергетична галузь України – це автоматизований комплекс електростанцій, електричних мереж та об'єктів електромережевого господарства, які об'єднані єдиним технологічним циклом та централізовані оперативно-диспетчерським керуванням. Протягом багатьох десятиліть енергетика розвивалася шляхом концентрації і збільшення одиничних потужностей. З метою підвищення коефіцієнту корисної дії (ККД) збільшувалися потужності енергетичних установок, підвищувалися рівні номінальної напруги електричних мереж. Для забезпечення роботи об'єднаних електроенергетичних систем (ОЕС) створювалися багаторівневі ієрархічні системи диспетчерського керування.

Електроенергетика є базовою стратегічною галуззю економіки України, що забезпечує електричною і тепловою енергією потреби народного господарства і населення, а також здійснює експорт електроенергії в інші країни. Сталий розвиток і надійне функціонування цієї галузі багато в чому визначають енергетичну безпеку країни і є важливими факторами її успішного економічного розвитку.

Основними проблемами електроенергетики України в цей час є зношеність та процес старіння обладнання, недостатня пропускна спроможність електричних мереж, зростання електроспоживання і, як наслідок, наростаючий дефіцит генеруючих потужностей.

Станом на початок 2018 р. близько 70 % повітряних ліній електропередачі експлуатуються понад 40 років, а 23,6 % експлуатуються в межах 30-40 років. Основними проблемами розподільних електричних мереж є великі втрати електроенергії і спотворення профілю напруги. Вимоги до забезпечення належної якості електроенергії та ефективності її передачі змушують дослідити нові техніки і

методи керування для мінімізації втрат електроенергії і вирівнювання профілю напруги. Тому за останні три десятиліття дослідження в галузі розподільних електричних мереж були сфокусовані саме на мінімізації втрат електроенергії і регулювання рівнів напруги. Числові методи мінімізації втрат електроенергії і регулювання рівнів напруги можна розділити на дві основні категорії: (I) методи, засновані на установці батареї статичних конденсаторів (БСК), що застосовуються, як правило, для високовольтих мереж; (II) методи, засновані на розподіленій генерації електроенергії, що розглядають підключення малої генерації, наприклад, невеликих вітряних електростанцій або сонячних панелей, до основної електричної мережі.

Традиційно завдання мінімізації втрат електроенергії та підтримання профілю напруги зводилася до оптимізації підживлення мережі реактивної потужності за допомогою установки батареї конденсаторів. Однак еволюція електричних мереж і інтеграція джерел розподіленої генерації (РГ) відкривають нові можливості для вирішення описаних задач.

У світі спостерігається інтенсивна тенденція до збільшення використання джерел відновлювальної енергетики в складі енергосистем. Наприклад, вітроенергетика може забезпечити значну частку відновлювальної, екологічно чистої електричної енергії. На сьогодні світовими лідерами вітроенергетики є Китай, США, Німеччина, Індія та Іспанія [7].

Загальна встановлена потужність електричних станцій ОЕС України на кінець 2020 року (без енергогенеруючих об'єктів Кримської електроенергетичної системи та неконтрольованої території (НКТ) Донбаської електроенергетичної системи) складає 54,5 ГВт, з яких 51,22 % припадає на теплові електростанції (ТЕС, ТЕЦ, блок-станції), 25,39 % – на атомні електростанції (АЕС), 11,56 % – на гідроелектростанції (ГЕС) і гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС), 11,83 % – на електростанції, що працюють на альтернативних джерелах енергії – ВЕС, СЕС, БіоЕС (табл.1) [8].

Станом на 31.12.2020 встановлена потужність ВДЕ в ОЕС України становить: ВЕС – 1110 МВт; СЕС – 5154 МВт; БіоЕС – 188 МВт. Таким чином, доля ВДЕ в енергобалансі України на сьогодні досить мала, тому наявність або відсутність

генерування від ВДЕ має незначний вплив на баланс енергомережі та компенсується наявними маневровими потужностями.

Встановлена потужність теплових електростанцій (ТЕС) і теплових електроцентралей (ТЕЦ) становить близько 52 % загальної встановленої потужності всієї електрогенерації України, але виробляють вони лише близько 40 % електроенергії в країні (42,2 % на кінець 2020 року).

Таблиця 1 – Встановлена потужність електричних станцій ОЕС України

Рік		2017	2018	2019	2020
Сумарна встановлена потужність, МВт		51,7	49,7	51,7	53,8
АЕС	МВт	13,8	13,8	13,8	13,8
	%	26,7	27,8	26,7	25,39
ТЕС	МВт	24,6	21,8	21,8	21,8
	%	47,5	43,9	42	40,08
ТЕЦ та інші ТЕС	МВт	5,9	6,1	6,1	6,1
	%	11,5	12,3	11,9	11,14
ГЕС та ГАЕС	МВт	6,2	6,2	6,3	6,3
	%	12	12,6	12,2	11,56
ВЕС, СЕС та БіоЕС	МВт	1,2	1,7	3,7	6,45
	%	2,3	3,4	7,2	11,83

Всі ТЕС України вже перевищили свій ресурс, і їхній режим роботи характеризується низьким коефіцієнтом використання встановленої потужності зі збільшеними витратами умовного палива на вироблення однієї кіловат-години, а також з низьким екологічним показником.

Сьогодні спостерігається також зміна структури генеруючих потужностей української електроенергетики, яка переобтяжена базовими потужностями (АЕС та переважна частина енергоблоків теплової генерації) і характеризується гострим дефіцитом маневрових потужностей. Внаслідок цього як маневрові використовуються енергоблоки ТЕС, спроектовані для роботи в базових режимах, значна частина яких працює в непроектних пікових і напівпікових режимах.

Для відновлювальних джерел енергії характерні стохастичність та різка залежність від погодних умов (наявність сонця або вітру, хмар, швидкість вітру і т.д.), а отже вкрай низький коефіцієнт використання встановленої потужності: 25 % для ВЕС та ще нижче для СЕС. Відповідно до особливостей побудови енергосистеми України – централізоване електропостачання, нестабільність генерації потужності СЕС та ВЕС збільшує ризики розбалансування енергосистеми. Для запобігання розбалансуванню енергосистеми необхідно мати відповідні резерви маневрових потужностей. У світі резерви потужності складають від 30 до 70 % встановленої потужності ВЕС і СЕС, переважно за допомогою газових і парогазових установок. Також можна вирішувати завдання резервування створенням акумулюючих потужностей. Однак такий підхід має ряд недоліків, серед яких основними є значні витрати, короткий термін служби (~ 15 років) та проблеми з утилізацією. В Україні через низьку точність прогнозування відпуску стохастичної електроенергії з ВДЕ виникає так званий «вугільно-зелений» парадокс, суть якого у вимушеному збільшенні виробництва електроенергії на ТЕС для балансування небалансів, спричинених ВДЕ [9].

Разом з тим в об'єднаній енергосистемі України, яка є системоутворюючою галуззю, відбуваються досить істотні зміни. Централізований спосіб функціонування електроенергетичної системи вичерпав свої резерви. Затратно-екстенсивний принцип сировинної (перш за все вуглецевої й уранової) енергетики призвів галузь до невідворотних зростаючих витрат на підтримку параметрів електрообладнання та мереж у межах їхньої експлуатаційної надійності.

Позитивні зміни в розвитку традиційної енергетики безперечно на мінімальній межі і подальше функціонування може проходити в такому напрямку: або остаточного розвалення та досягнення точки невідновлення й руйнування енергосистеми; або у напрямку якісного переформатування структури та філософії функціонування електроенергетики, орієнтації на безресурсну генерацію відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) на принципах віртуалізації, з впровадженням самокерованих на локальних рівнях "розумних мереж", з розбудовою розподільних

мереж на основі впровадження нових рівнів напруг для зменшення втрат потужності, удосконаленням та розвитком топології мереж.

Останнім часом спостерігається зростання застосування споживачів електричної енергії (ЕЕ) генеруючих агрегатів малих потужностей в ОЕС на середній та низькій номінальній напругзі, в тому числі і на основі поновлювальних джерел енергії, у вигляді сукупності розподілених енергетичних ресурсів. Така тенденція пов'язана з більшою інвестиційною привабливістю: генеруючі об'єкти малої потужності, які вимагають менших капітальних вкладень, мають значно менший термін окупності і, як наслідок, менший інвестиційний ризик. Широке застосування РГ у світі свідчить про нове напрямлення, внаслідок чого розвивається локальна енергетика як більш економічно ефективна та екологічна галузь електроенергетики.

Аналіз літератури показав, що для терміну «розподілена генерація» загальноприйняте визначення поки відсутнє. У роботі [10] виконано аналіз публікацій для встановлення поняття «джерел розосередженого генерування». Наведемо кілька визначень запропонованих різними організаціями, науковими спільнотами і окремими вченими.

Інститут інженерів з електротехніки та електроніки (IEEE) визначає РГ як генерацію електричної енергії за допомогою агрегатів, значно менших за потужністю, ніж централізовані електричні станції, що дає змогу реалізувати підключення таких енергоустановок практично у будь-якій точці енергосистеми.

Донді П. та ін. [11] визначають РГ як мале джерело електричної енергії або пристрій для її акумулювання (потужністю від декількох Ват до десятків мегават), які не є частиною великої централізованої енергосистеми і розташовані поблизу місця споживання.

Аккерман Т. та ін. [12] дають визначення пристроям РГ з точки зору місць приєднання РГ до мережі і розташування, а не з позиції кількісної оцінки встановленої потужності. Автори визначають РГ як генеруючі установки, підключені безпосередньо до розподільної мережі або встановлені з боку споживачів на межі балансової належності.

У публікаціях можна зустріти різні підходи до самого поняття розподілена генерація. Під розподіленою генерацією розуміють «генерацію в децентралізованій енергосистемі для покриття потреб енергії ізольованих (не підключених до магістральних енергомереж) споживачів». Розподіленою генерацією вважають виробництво енергії «на рівні розподіленої мережі або на боці споживача, включеного в мережу». У цьому випадку розподілена генерація може використовуватися для вироблення як електроенергії, так і тепла.

До розподіленої генерації відносять не тільки власну генерацію, а й системи розподіленого зберігання електроенергії (DESS), програми цінозалежного зниження споживання, заходи щодо підвищення енергоефективності споживачів, microgrid і електромобілі.

У більш вузькому сенсі розподілена генерація тлумачиться як будівництво і експлуатація джерел електричної (теплової) енергії споживачами для власних потреб. Надлишки електроенергії спрямовується в загальну мережу.

На сьогодні не існує єдиного визначення розподілених енергетичних ресурсів. У більшості випадків мають на увазі розподілену генерацію електроенергії (сонячні, вітрові, когенераційні та інші установки), засоби накопичення (акумулятори, теплові накопичувачі) та засоби керування попитом. Загальне збірне визначення для розподілених енергетичних ресурсів можна сформулювати наступним чином: розподілені енергетичні ресурси – це електроустановки, приєднані до системи розподілу, що мають технічну можливість здійснювати виробництво та/або накопичення електричної енергії з метою її відпуску в мережу та/або надавати послуги з керування попитом.

З аналізу існуючих термінів визначення розподільних енергетичних ресурсів сформоване наступне визначення розподіленої генерації – генерація з використанням різних технологій, приєднана до розподільних мереж або за лічильником споживача, що може використовуватися для самозабезпечення, а також для участі в ринках електроенергії.

До об'єктів розподіленої генерації відносять енергоджерела малої потужності, до 25 МВт. До розподіленої генерації також віднесені об'єкти когенерації (спільне

виробництво електроенергії і тепла), а також системи відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Так, до малої енергетики віднесено об'єкти потужністю менше 25 МВт, до мікроенергетики – менше 1 МВт.

Відповідно до проведеного дослідження ПрАТ НЕК «Укренерго» у 2018 році про шляхи розвитку енергосистеми України у симбіозі з «зеленою» генерацією виявилось, що енергосистема України, без ризику розбалансування та серйозних змін у своїй структурі, може прийняти ще 3 ГВт нових потужностей СЕС та ВЕС. Однак обсяг вже виданих до 2025 року технічних умов на підключення нових потужностей ВДЕ – 7426 МВт. Це створить пряму загрозу нормальному функціонуванню енергомережі України.

Через створений дисбаланс сформувалися дві проблеми:

- загроза подальшого існування і розвиток ОЕС;
- розвиток власної малої (розподіленої) генерації дасть змогу ОЕС вивести неефективні потужності, знизити витрату палива в пікові години за рахунок використання електроенергії, яку генерує споживач, знизити обсяг необхідного і оплачуваного резерву, що підвищить ефективність і надійність функціонування ОЕС.

Для вирішення цієї проблеми пропонується ввести в мережу додаткові балансувачі потужності, які дадуть змогу подальшого розвитку ВДЕ в Україні, без обмеження потужностей АЕС та нарощування генерації ТЕС.

Відновлювальні джерела енергії можна розглядати як джерела розподіленої генерації (ДРГ), а їхнє введення в електричну мережу призводить до зміни та навіть погіршення її режимних параметрів: перевантаження електричної мережі (трансформаторів, перерозподіл потужностей по лініях електропередачі (ЛЕП)) і відповідно зміна (погіршення) профілю напруги в мережі; збільшення коливання напруги та дози флікера; виникнення гармонік вищих порядків [13-17]. Величина зміни напруги залежить від місць установки ДРГ, їхньої потужності і $\cos\phi$ (генерація або споживання) [18].

Світовий досвід показує, що зі збільшенням частки розподіленої генерації, в тому числі й на основі відновлювальних джерел енергії, виникає необхідність вирішення ряду проблем: стохастичного характеру виробництва електроенергії,

забезпечення надійної роботи об'єктів розподіленої генерації у складі електроенергетичної системи зі зміною підходів до режимно-технологічного проєктування, планування і керування системою, регулювання частоти та напруги об'єктами РГ, забезпечення надійності і якості електропостачання споживачів, забезпечення стійкої роботи джерел розосередженого генерування (ДРГ). В Україні ці проблеми пов'язані, з одного боку, зі станом, експлуатацією та особливостями побудови електричних мереж, з іншого – особливостями функціонування самого ДРГ у нормальних і аварійних умовах. Введення ДРГ має суттєвий вплив на роботу ОЕС і вимагає скоординованої роботи системних операторів магістральних, районних та розподільних мереж у разі плануванні та моніторингу режимів роботи в реальному часі.

З досвіду видно, що впровадження значної потужності нових джерел енергії у енергетичній галузі може мати негативний вплив і їхнє неефективне використання. У багатьох країнах світу альтернативна енергетика розвивається за рахунок державної підтримки, а у випадку встановлення завищених «зелених» тарифів господарюючі суб'єкти зацікавлені в інвестування у додаткові потужності без врахування можливостей енергосистеми, з метою отримання додаткових коштів з державного чи місцевих бюджетів. Для дотримання балансу між нормальною роботою енергосистеми, ефективністю роботи сонячної енергетики та вигоди для власників сонячних чи вітрових електростанцій необхідно на основі досвіду країн-лідерів виконувати регулювання та обмеження на державному рівні потужності нових станцій СЕС та ВЕС залежно від регіону встановлення, а також для розосередження генерування по території України вводити різні значення «зеленого тарифу» залежно від регіону встановлення.

Однією з найбільш актуальних задач, яка на сьогодні стоїть перед ОЕС України, в контексті забезпечення безпеки постачання та операційної безпеки, є значне підвищення маневрових можливостей енергосистеми, які і раніш були недостатніми, але в умовах стрімкого нарощування потужностей електростанцій з негарантованою потужністю (ЕНП) ця проблема стала найгострішою.

На сьогодні потенційні інвестори зацікавлені в реалізації проєктів щодо підвищення маневрових можливостей енергосистеми України, для чого наразі у світі є велика кількість технологій для вирішення цієї задачі, зокрема:

1. Високоманєврова газова генерація на базі газових турбін, найчастіше це парогазові установки, або газопоршневих двигунів.
2. Високоманєврова газова генерація зі швидким стартом.
3. Високоманєврові ГАЕС.
4. Системи на базі систем акумуляування електричної енергії для підтримання та регулювання частоти (СПРЧ).
5. Споживачі-регулятори на основі технологій акумуляування теплової енергії.
6. Системи на базі систем акумуляування електричної енергії для перенесення потужності з періоду її «профіциту» в періоди її «дефіциту» («Power to Power») (СПП).

Впровадження таких технологій, як високоманєврова газова генерація зі швидким стартом, високоманєврові ГАЕС, СПЧП та СПП достатньо умовно можна вважати збільшенням пропозиції електроенергії, бо вони спрямовані на вирішення проблем, у першу чергу, інтеграції значних потужностей ЕНП до складу енергосистеми.

1.2 Вплив джерел розподіленої генерації на показники якості електричної енергії

Будь-який режим роботи енергосистеми має забезпечувати економічність її роботи, надійність електропостачання та якість електроенергії відповідно до нормативних показників.

На надійність електропостачання суттєво впливає якість електричної енергії, і є постійно діючим фактором, який може призводити до необґрунтованих економічних втрат як безпосередньо енергопостачальних компаній, так і багатьох споживачів електричної енергії. Так, за даними закордонних досліджень [19] втрати країн Європи від неякісної електричної енергії щорічно сягають десятки млрд. євро. Аналогічні дані по Україні на цей час відсутні, оскільки проблемою якості

електричної енергії систематично займаються тільки науковці, і це при тому, що збитки від неякісної електричної енергії мають тенденцію щорічного зростання (в США, наприклад, за останні десять років вони подвоїлись).

В Україні з 01.01.2000 р. діє міждержавний стандарт ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», який встановлює показники і норми якості електричної енергії (ЯЕ) в електричних мережах загального призначення змінного трифазного і однофазного струму частотою 50 Гц в точках, до яких приєднуються електричні мережі, що перебувають у власності різних споживачів електричної енергії, або приймачі електричної енергії (точки загального приєднання).

Згідно з ГОСТ 13109-97 до показників якості електроенергії відносяться: усталене відхилення напруги (δU_v); розмах зміни напруги (δU_t); доза флікеру (P_t); коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги (K_U); коефіцієнт n-ої гармонічної складової напруги ($K_{U(n)}$); коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю (K_{2U}); коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю (K_{0U}); відхилення частоти (Δf); термін провалу напруги (Δt_n); імпульсна напруга (U_{imn}); коефіцієнт тимчасової перенапруги (K_{nepU}).

Одним із найважливіших характеристик якості напруги є відхилення напруги, що характеризується показником усталеного відхилення напруги, для якого встановлені наступні норми:

- нормально допустимі і гранично допустимі значення усталеного відхилення напруги δU_v на зажимах приймачів електричної енергії дорівнюють відповідно ± 5 та ± 10 % від номінальної напруги електричної мережі;

- нормально допустимі і гранично допустимі значення усталеного відхилення напруги в точках загального приєднання споживачів електричної енергії до електричних мереж напругою 0,38 кВ і більше мають бути встановлені в договорах на користування електричною енергією між енергопостачальною організацією та споживачем з урахуванням необхідності виконання норм цього стандарту на зажимах приймачів електричної енергії.

Відхилення напруги – це повільна плавна зміна напруги, зумовлена зміною навантаження. Відхилення напруги визначається як різниця між фактичним і номінальним значеннями напруги цієї мережі:

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \, \%.$$

Робота електроприймачів є найбільш ефективною з технічного та економічного погляду за номінальних значень напруги і частоти. Зниження якості електроенергії призводить до зростання втрат потужності та енергії; зменшення терміну служби обладнання; технологічного збитку, що охоплює зменшення продукції, зниження якості продукції, випуску неякісної продукції.

Відхилення напруги від номінальних значень відбуваються через добові, сезонні і технологічні зміни електричного навантаження споживачів; зміну потужності компенсуючих пристроїв; регулювання напруги генераторами електростанцій і на підстанціях енергосистем; зміну схеми і параметрів електричних мереж.

Наявність джерел розподіленої генерації впливає на режим напруги. По-перше, це вплив на рівні напруги в усталеному режимі. В електричних мережах радіального типу зниження напруги відбувається вздовж напрямку електропостачання, від головної ділянки лінії електропередачі до її кінця. Після встановлення джерел РГ в мережі відбувається зниження навантаження живильного фідера, а напруга вздовж ЛЕП може збільшуватися. Величина зміни напруги залежить від місць встановлення джерел РГ, їхньої потужності та $\cos\phi$. По-друге, джерела РГ мають вплив на коливання напруги. У випадку, коли джерела РГ працюють узгоджено з місцевим навантаженням, вони будуть демпфувати коливання напруги. Але, коли джерела РГ працюють неузгоджено з місцевим навантаженням, оскільки їх потужність залежить від первинних ресурсів, то у такій ситуації РГ можуть значно збільшити коливання напруги в електричній мережі. Крім того, деяким джерелам РГ притаманне сильне коливання вихідної потужності, що суттєво впливає на коливання рівнів напруги у вузлах ЕМ.

1.3 Аналіз впливу джерел розподіленої генерації на втрати потужності в електричній мережі

Введення ДРГ в електричну мережу призводить до зміни її режимних параметрів: відбуваються перерозподіл потужностей по лініях електропередавання (ЛЕП) і відповідно зміна профілю напруги в мережі. Важливими у цьому разі є місце, тобто вузол підключення ДРГ, та її потужність.

У разі визначення місця розміщення ДРГ необхідно за можливістю виконувати підключення ближче до споживачів електричної енергії, але у цьому випадку необхідно мінімізувати можливі при цьому зміни в принципах планування та ведення режимів існуючих мереж [20].

Потужні установки ВДЕ призначені для генерації потужності в енергосистему. До таких джерел переважно належать СЕС та ВЕС потужністю від одного до десятків мегават [21]. Такі електростанції підключають за допомогою підвищувальних трансформаторів напругою 35-110 кВ. У дослідженнях [22,23] встановлено, що найбільший вплив на роботу електричної мережі мають джерела ВДЕ, підключені саме до мережі напругою 35 – 110 кВ.

Встановлення ДРГ з випадковою зміною потужності генерування в замкненій районній електричній мережі (РЕМ) може змінювати напрямки потоків потужності. У разі попереднього визначення вузла підключення ДРГ та її потужності необхідно враховувати три можливі ситуації щодо вузлового навантаження і потужності ДРГ в районній електричній мережі:

1. Власне навантаження кожного вузла в мережі більше або дорівнює вихідній потужності ДРГ, підключених до цього вузла.

2. У РЕМ існує щонайменше один вузол, де вихідна потужність ДРГ більша, ніж власне навантаження цього вузла, але сумарна потужність ДРГ такої РЕМ у цілому менша, ніж її сумарне навантаження.

3. У мережі існує щонайменше один вузол, де вихідна потужність ДРГ більша, ніж власне навантаження цього вузла і сумарна потужність ДРГ цієї мережі в цілому більша, ніж її сумарне навантаження.

У першому випадку встановлені ДРГ у мережі будуть впливати на зменшення втрат потужності в ній. У другому випадку ДРГ можуть перманентно збільшувати втрати потужності у деяких лініях електропередавання мережі, але в цілому сумарні втрати потужності в РЕМ знижуються. У третьому випадку сумарні втрати потужності всієї мережі будуть більшими, ніж до встановлення ДРГ [24].

Виходячи із проведеного аналізу для кожного окремого вузла зі збільшенням потужності РГ відбувається поступове зменшення втрат потужності (рис.1.1), яке спостерігається до величини оптимального значення.

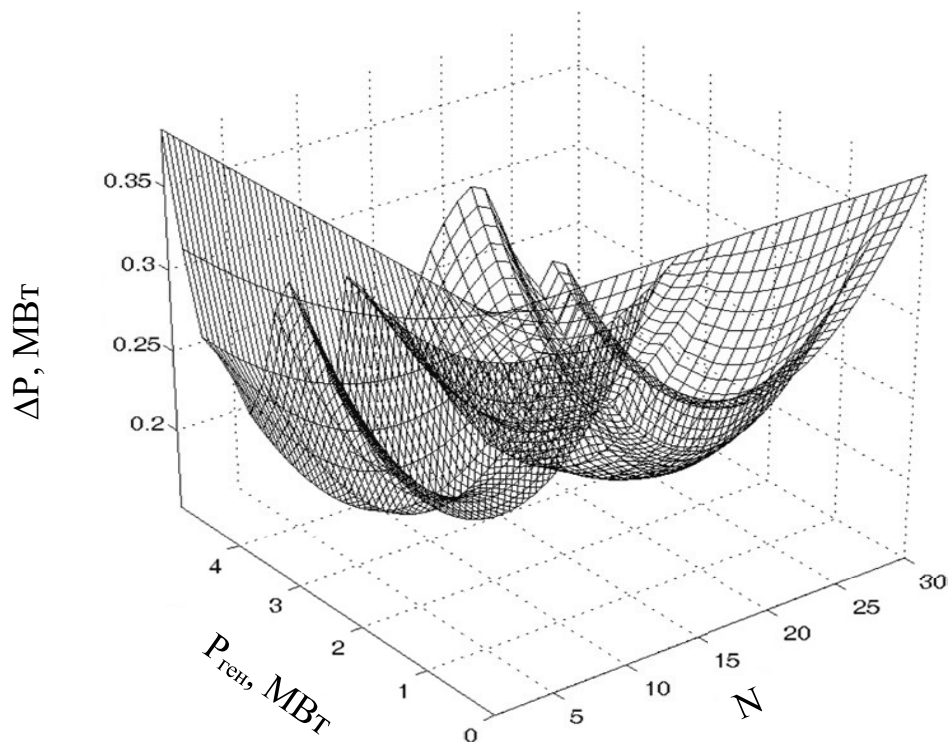


Рисунок 1.1 - Нелінійна залежність втрат активної потужності від потужності генерації джерела РГ

У разі подальшого збільшення потужності генерації джерела РГ понад оптимальне значення є можливість збільшення втрат потужності в мережі по відношенню до початкового режиму. Тому доцільно визначити оптимальне значення потужності джерела РГ для кожного вузла мережі виходячи із мінімальних втрат потужності в мережі. Таким чином, встановлення ДРГ може як збільшувати, так і зменшувати втрати потужності в РЕМ, що в основному залежить від вузлів

підключення в мережі, потужності ДРГ в мережі, їхнього коефіцієнта потужності, а також від топології мережі.

1.4 Принципи регулювання потужності в Україні за використання джерел розподіленої генерації

На сьогодні в Україні використовується приблизно 50% встановленої потужності, оскільки внутрішнє споживання електроенергії різко впало через закриття більшості промислових підприємств. Тобто є надлишкова встановлена потужність.

Основна частина електроенергії виробляється на АЕС, а якщо до них додати ще нестабільні генерації електроенергії ВЕС і СЕС, то балансування можна здійснювати тільки вугільними електростанціями, оскільки ГЕС і так задіяні в повному обсязі. Передбачається, що в першу чергу ВДЕ будуть заміщати атомні потужності, у цьому випадку частка теплової енергетики буде зростати. Відповідно наразі в Україні актуальним питанням є регулювання потужності.

Розглянемо основні методи регулювання напруги в електричних мережах України (рис. 1.2) [25].

Забезпечити допустиме значення усталеної напруги можливо двома способами: зниженням втрат напруги і регулюванням напруги.

Зниження втрат напруги досягається:

- оптимальним вибором перетину провідників ліній електропередач за умовами втрат напруги;
- застосуванням поздовжньої ємнісної компенсації реактивного опору лінії;
- компенсацією реактивної потужності для зниження її передачі по електричній мережі, за допомогою конденсаторних установок і синхронних електродвигунів, що працюють в режимі перезбудження.

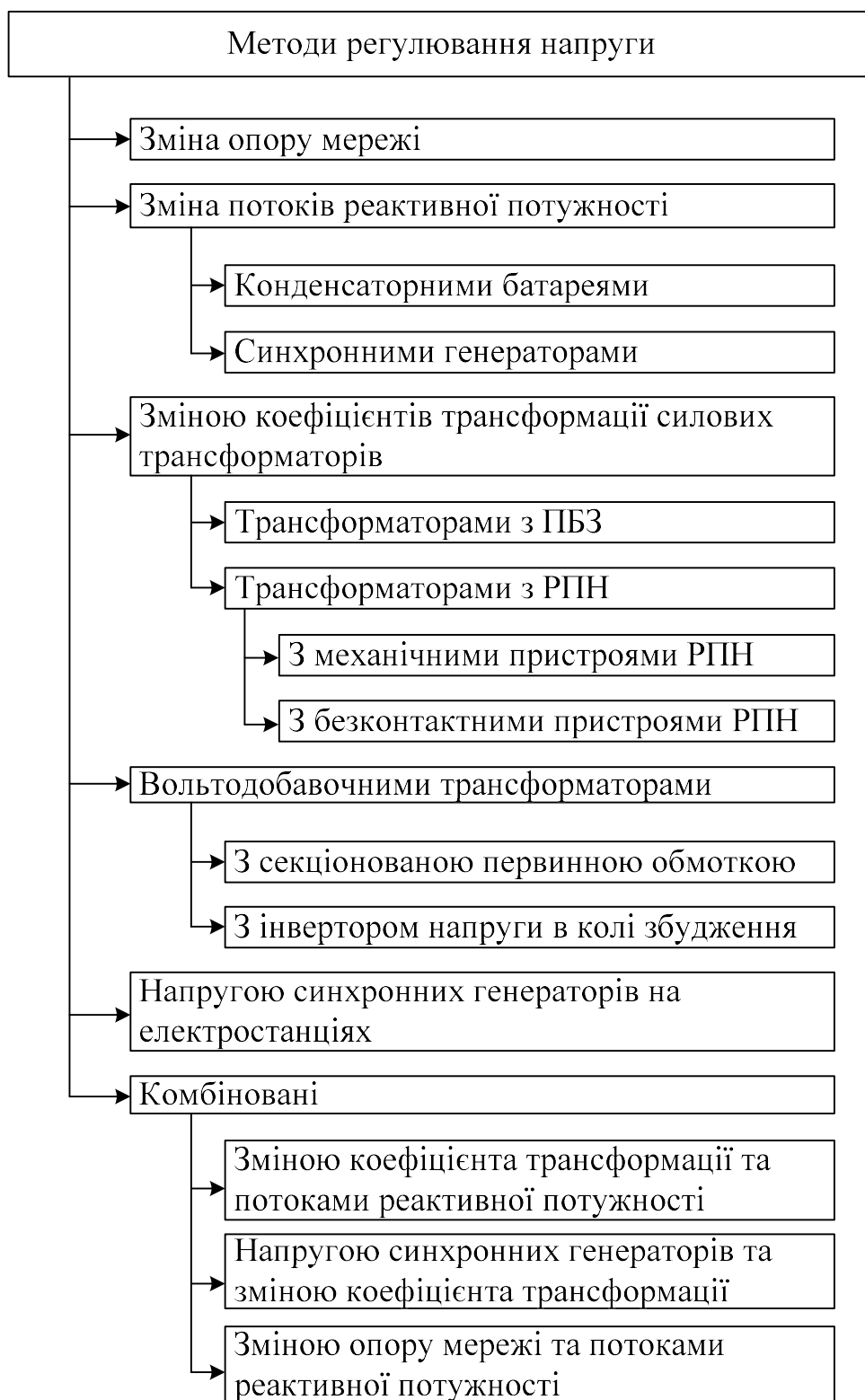


Рисунок 1.2 - Класифікація основних методів регулювання напруги

Регулювання напруги:

- в центрі електропостачання регулювання напруги здійснюється за допомогою трансформаторів, обладнаних пристроєм автоматичного регулювання коефіцієнта

трансформації залежно від величини навантаження - регулювання під навантаженням (РПН);

- напруга може регулюватися на проміжних трансформаторних підстанціях за допомогою трансформаторів, обладнаних пристроєм перемикання відгалужень на обмотках з різними коефіцієнтами трансформації - перемикання без збудження (ПБЗ), тобто з відключенням від мережі.

Такі способи забезпечення рівня напруги, як зміна опору мережі та потоків реактивної потужності обираються у разі проектування мережі і не можуть змінюватися надалі. Зміна коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів та напруги синхронних генераторів на електростанціях застосовується для регулювання при сезонній зміні навантаження мережі, але керувати режимами роботи компенсуючого обладнання споживачів необхідно централізовано, залежно від режиму роботи всієї мережі, тобто енергопостачальної організації. Виконати регулювання напруги в центрі живлення можливо із застосуванням вольтододаточного трансформатора, що дає змогу енергопостачальній організації оперативно регулювати напругу відповідно до графіка навантаження мережі.

Для регулювання напруги в електричних мережах застосовують силові трансформатори з пристроями регулювання під навантаженням (РПН). Принцип роботи пристроїв РПН полягає у зміні кількості витків трансформатора під навантаженням, тобто відбувається комутація робочих струмів. Через це термін роботи пристроїв РПН обмежений, а ремонтні роботи дорогі, адже потрібно виводити трансформатор повністю в ремонт та зливати масло з бака трансформатора. Все це призводить до того, що кількість перемикачів пристроями РПН оперативним персоналом підстанцій зводиться до мінімуму. Тому на підстанціях України існує практика примусового відімкнення пристроїв автоматичного регулювання напруги.

Пристрої РПН використовують для зустрічного регулювання напруги в мережі. Це досягається шляхом зміни коефіцієнту трансформації під навантаженням в режимах найбільших і найменших навантажень [25].

Як зазначено, основним недоліком пристроїв РПН є обмежена кількість перемикачів, а також досить великий час на перемикання відпайки РПН (≥ 5 с). На

сьогодні, існують безконтактні пристрої РПН з напівпровідниковими [26,27] та семисторними [28] силовими ключами, що значно збільшує ресурс контактів РПН, а також зменшує час перемикання відпайки (≥ 10 мс). Ще однією з переваг є відсутність вищих гармонік у разі перемикання, а отже покращується динамічна стійкість системи регулювання напруги [29].

Найпростішими і поширеними джерелами реактивної потужності є батареї статичних конденсаторів (БСК).

БСК в основному встановлюються для забезпечення ємнісної реактивної компенсації - корекції коефіцієнта потужності. Використання БСК збільшилося, оскільки вони відносно недорогі, легко і швидко встановлюються і можуть бути встановлені практично в будь-якій точці мережі.

Їхнє встановлення має й інші позитивні ефекти на систему: підвищення напруги на навантаженні, краще регулювання напруги (якщо вони були належним чином спроектовані), зменшення втрат і скорочення або відстрочка інвестицій.

Основним недоліком БСК є те, що вони дуже чутливі до зміни напруги та частоти: реактивна потужність конденсатора пропорційна як напрузі, так і частоті. Тому коли напруга низька і система потребує від них реактивної потужності, вони є найменш ефективними.

БСК є досить надійним і економічним засобом, однак за наявності швидко змінних реактивних навантажень застосування БСК неефективне через їхню малу швидкодію.

Для зменшення відхилень та коливань напруги в РЕМ з ДРГ застосовують компенсацію реактивної потужності, яка може здійснюватися статичними компенсаторами реактивної потужності (СТАТКОМ). Такі засоби мають плавне регулювання, але економічно затратні та можуть збільшувати втрати потужності в РЕМ через додаткове споживання реактивної потужності. Тому використання СТАТКОМ ефективно в мережі напругою 110 кВ і вище [30].

Також для регулювання напруги в мережі рекомендують використовувати синхронний компенсатор (СК), що має плавний характер регулювання. Його головна

перевага – можливість як генерувати, так і споживати реактивну потужність. Але через високу вартість СК рідко використовуються на території України.

Статичні тиристорні компенсатори (СТК) можуть як генерувати, так і споживати реактивну потужність. Через споживання реактивної потужності СТК можливе збільшення втрат потужності в мережі. У цьому разі їхня вартість менша, ніж СК. СТК зазвичай використовують на напрузі 110 кВ, але можливе використання таких пристроїв на напрузі 35 кВ.

Застосування РПН трансформаторів практично не призводить до збільшення втрат потужності в РЕМ. РПН зазвичай встановлюють на трансформаторах 35-110-220 кВ, рідше – 6-10 кВ [30].

Джерела розосередженого генерування, приєднані до мережі через інвертор, здатні регулювати напругу в точці приєднання в нормальних режимах, тобто вони можуть генерувати та споживати реактивну потужність у режимі видачі активної потужності ДРГ в мережу [30]. Це досягається за допомогою схем керування, що базуються на широтно-імпульсній модуляції, які забезпечують тимчасову синхронізацію трьох гілок інвертора та необхідний фазовий зсув відносно напруги мережі [31,32].

Однак недоліком регулювання напруги за допомогою джерел ДРГ є збільшення втрат за споживання реактивної потужності та зниження вихідної активної потужності ДРГ, а отже зменшення доходу власників таких джерел енергії.

Автори [33-35] пропонують поєднання роботи РПН трансформаторів з регулюванням ДРГ, що дає змогу знизити втрати потужності в мережі, а також не обмежувати вихідну активну потужність ДРГ. Проте з огляду на обмежену кількість перемикачів РПН, цей метод не є ефективним, адже протягом доби потужність джерела ВДЕ змінюється у широкому діапазоні.

У роботах [36-40] запропоновано вирішення наведених проблем за допомогою координування роботи пристроїв РПН трансформаторів, компенсація реактивної потужності БСК та регулювання ДРГ. Недолік такого методу виходить з принципу роботи БСК – він не може споживати реактивну потужність, а отже для зниження

рівнів напруги необхідно використовувати ДРГ, таким чином знову обмежуючи їхню вихідну потужність.

Висновки по 1 розділу

Виходячи з аналізу поточного стану ОЕС України можна стверджувати, що має місце наявність значних проблем щодо забезпечення балансової надійності через переобтяження структури генеруючих потужностей базовими потужностями (АЕС та переважна частина енергоблоків теплової генерації) і гострим дефіцитом маневрових потужностей, який зростає в умовах швидкого будівництва електростанцій з негарантованою потужністю за зниження частки базового навантаження.

Поширення розподіленої генерації у разі зростання її частки в балансі потужності призводить до ряду загальносистемних балансово-режимних ефектів, таких як витіснення системної генерації з базової частини графіка навантаження, зниження її ККД. Погіршуються умови роботи базової генерації за мобільністю і маневровістю. Виникає похибка прогнозу резервів потужності в ЕС, що призводить до ускладнення регулювання частоти і перетоків потужності в енергосистемі, зниження запасів за статичною стійкістю навантажувальних вузлів, зниження напруги в них.

Наразі постає питання якісного переформатування структури і філософії функціонування електроенергетики, орієнтація на безресурсну генерацію - відновлювальні джерела енергії з використанням самокерованих на локальних рівнях "розумних мереж", з розвитком розподільних мереж на основі впровадження нових рівнів напруг для зменшення втрат потужності, реконфігурація і розвиток топології мережі.

Аналіз існуючих оптимізаційних методів пошуку оптимальних вузлів для видачі через них потужності сонячних та вітрових станцій в енерговузли замкненої електричної мережі показав, що ця задача на сьогодні не є повністю розв'язаною. Загалом основна увага приділяється втратам потужності та пошуку місця

підключення в розімкнених мережах, але на системному рівні необхідно також вирішувати задачі дотримання нормативного рівня режимних параметрів.

Для визначення оптимального вузла видачі потужності сонячної та вітрової генерації в енерговузлі замкненої електричної мережі та допустимого максимального значення перетоку потужності у вузлі електричної мережі у дисертації необхідно розробити математичну модель, методи та цільову функцію на основі показників чутливості, а також універсальний коефіцієнт генерації.

РОЗДІЛ 2 МАТЕМАТИЧНІ МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВУЗЛА ПІДКЛЮЧЕННЯ СОНЯЧНОЇ ТА ВІТРОВОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

2.1 Технічні та технологічні характеристики введення сонячної та вітрової генерації в мережу

Відомо, що поява відновлювальних джерел електроенергії в розподільних мережах, завдяки зменшенню навантаження на централізовану систему електропостачання, дає змогу отримувати позитивний ефект. Він проявляється у зменшенні втрат потужності й електроенергії в ЕМ, якими здійснюється транспортування потужності ВДЕ, підвищенні якості електроенергії, особливо рівнів напруг в електрично віддалених вузлах. В окремих випадках також підвищується надійність електропостачання (це стосується лише випадків, коли встановлена потужність ВДЕ та графіки їх роботи виявляються узгодженими з рівнем локального електроспоживання, конфігурацією та параметрами ЕМ) [24]. Однак генерування потужності ВДЕ у загальну мережу має ряд негативних наслідків, в основному пов'язаних з нестабільністю генерування потужності, несинусоїдності напруг і струмів, підвищення напруги в кінцевій точці фідера, виникнення небалансу генерації і навантаження у разі аварійного розділення електричної мережі, збільшення втрат електричної енергії та зниження рівнів надійності. Забезпечення якості електроенергії на пряму залежить від забезпечення балансу потужностей активної та реактивної складових, від вузлів приєднання та оптимізації схем видачі потужності для відновлювальних джерел електроенергії з заданими технічними характеристиками.

Досвід інших країн показав, що за введення РГ доводиться вирішувати специфічні для РГ завдання: пошуку оптимального розміщення потужностей джерел РГ, ґрунтуючись не лише на кліматичних факторах, а і на режимних параметрах. Незважаючи на залежність СЕС та ВЕС від первинних ресурсів, таких як вітер та

сонце, цей фактор не може бути єдиним і головним при виборі їхнього місця підключення. Неврахування локальних особливостей підключення та стану електромереж може мати негативний вплив на втрати потужності в ЕМ та надійність експлуатації [13]. Також у разі визначення місця підключення нового джерела живлення необхідно враховувати не лише економічні інтереси постачальників, споживачів електричної енергії та інвесторів, а й можливі проблеми на рівні системного оператора внаслідок приєднання значних потужностей ВДЕ [13]. Оскільки Україна перебуває на початковому етапі введення розподіленої генерації, то є можливість комплексно вирішити задачу розміщення та експлуатації РГ.

Мета цього розділу полягає у визначенні оптимального підключення джерела ВДЕ за мінімізації втрат потужності у мережі та застосування обмеження щодо загальної введеної потужності РГ і дотримання режиму напруги у вузлах.

Введення джерел ВДЕ без виконання відповідного аналізу параметрів електричної мережі може призвести до збільшення втрат енергії в мережі, збільшення витрат і, як наслідок, до негативного ефекту. Отже, використання оптимізаційного методу, який здатний надати найкраще рішення для конкретної розподільної мережі, може бути корисним за вирішення проблеми розвитку енергосистеми за допомогою джерел РГ. Пошук місця підключення та величини потужності ВЕД може бути виконаний виходячи з критерію покращення одного або декількох параметрів електричної мережі.

Вирішення цих завдань має ряд специфічних особливостей, однією з яких є цілочисельність (номінальна потужність блоків може бути обраною тільки відповідно до модельного ряду обладнання). Ще однією особливістю є велика розмірність завдання, бо за пошуку мінімуму цільової функції доводиться перебирати безліч комбінацій числа, потужності, точок підключення, перетинів ліній електропередач та ін. Але сама цільова функція в такого роду завданнях може мати декілька локальних мінімумів, що ускладнює застосування традиційних методів оптимізації.

Визначення місця підключення та розмір джерела ВДЕ можуть призвести до значних втрат активної потужності та зниження надійності. Не рекомендується підключати потужні джерела ВДЕ до одного вузла електричної мережі. Сумарна

потужність джерел ВДЕ в мережі має не перевищувати її навантаження. Будь-яка спроба встановити джерела РГ з потужністю, більшою ніж навантаження, призведе до збільшення втрат та зношення обладнання ПС (зворотній потік енергії через ПС). Отже, за вибору оптимального розміру ВДЕ у разі мінімізації втрат системи, значну роль відіграють конфігурація мережі та її навантаження.

Всі види установок розподіленої генерації можна розділити на дві групи: що генерують електроенергію на основі невідновлювальних (НДЕ) і відновлювальних джерел енергії (ВДЕ). До першої групи належать газові турбіни, дизельні генератори, мікротурбіни та ін. До другої групи належать сонячні енергетичні установки, вітрогенератори, біопаливні, приливні та геотермальні електричні станції.

Велика кількість технологій розподіленої генерації енергії охоплює установки потужністю до 25 МВт, включаючи нетрадиційні та відновлювані джерела енергії (НВДЕ). Найбільш відомими і вивченими серед них є такі технології:

Пряме спалювання твердого палива (включаючи біомасу, вугілля, тверді побутові відходи (ТПВ)) для отримання електричної та теплової енергії, в тому числі в теплофікаційних паротурбінних установках (ПТУ). Найбільш ефективними тут можуть бути енергоустановки зі спалюванням твердого палива в циркулюючому киплячому шарі і установки його газифікації з отриманням синтез-газу і водню, вони в свою чергу як паливо можуть використовуватися в газопоршневих двигунах (ГПД), газотурбінних (ГТУ) і парогазових (ПГУ) установках, а також в паливних елементах (ПЕ) для отримання електричної та теплової енергії.

Технології на природному газі, представлені безліччю енергоустановок, в тому числі ГПД, ГТУ, ПГУ, ТЕ. Найбільш застосовуються вони для виробництва електричної та теплової енергії.

Вітроустановки (ВЕУ) і малі гідроелектростанції (МГЕС), які найбільш широко застосовуються в малих розподілених системах електропостачання споживачів.

Сонячна енергія, що перетворюється у електричну в фотоелектричних установках (ФЕУ) і сонячних електростанціях (СЕС), а в теплову на станціях сонячного теплопостачання (ССТ).

Низькопотенційного тепла, яке за допомогою теплонасосних установок (ТНУ) може використовуватися як для теплопостачання, так і для холодопостачання.

Атомні станції малої потужності (АСММ) можуть бути корисні для віддалених територій як автономні джерела електричної і теплової енергії.

Крім перерахованих технологій і установок перспективними є мікротурбіни, газопоршневі агрегати, двигуни стірлінга, роторно-лопатеві двигуни, накопичувачі енергії (хімічні, інерційні, гравітаційні та ін.), Чиллери (апарат для охолодження повітря) і т.п.

Розподілена генерація підключається до розподільних мереж, що дає змогу вирішувати як проблеми, що приходять до споживачів електроенергії з системоутворюючої мережі, так і виникають безпосередньо в розподільній мережі. Наприклад, частка втрат електроенергії в розподільних мережах порівняно висока у порівнянні із системоутворюючою через високе співвідношення R/X і радіальну структуру мережі.

У зв'язку з цим важливим завданням за інтеграції розподіленої генерації в електричну мережу є правильний вибір розташування і потужності установок РГ з урахуванням всіх важливих факторів. Для цього необхідно використовувати сучасні оптимізаційні підходи, розглянуті далі в роботі.

Існує безліч методів оптимального розміщення установок розподіленої генерації в електричній мережі для підвищення економічної вигоди і мінімізації технічних проблем.

Для цієї задачі може використовуватися як одно-, так і багатокритеріальна цільова функція. Як один критерій може використовуватися: мінімізація втрат активної потужності; мінімізація втрат електроенергії; мінімізація витрат; мінімізація відхилення напруги; максимізація вигоди; максимізація видачі потужності від РГ.

Вирази для багатокритеріальної оптимізації можна розділити на три групи. До першої групи входять функції, що є сумою окремих критеріїв з різними вагами. До другої групи належать функції, в яких різні критерії входять в формулу розрахунку багатокритеріального коефіцієнта, для якого здійснюється пошук екстремуму. До

третьої групи належать функції, що визначають краще багатокритеріальне рішення, як рівновіддалене від кращих однокритеріальних рішень і знаходиться посередині.

У роботі [24] застосовують чутливість втрат активної потужності для остаточного вибору місця встановлення РГ, однак запропонований метод потребує постійного коригування початкових умов для визначення наступного оптимального місця встановлення джерела РГ.

Протягом останніх десятиліть багато авторів на заміну традиційним методам оптимізації (лінійному програмуванню, симплекс методу, методу множників Лагранжа, квадратичному програмуванню і т.д.) запропонували наближені методи, у тому числі евристичні підходи та штучні нейронні мережі. Евристичні методи можна розглядати як прості процедури, що забезпечують прийнятний, але не обов'язково оптимальний розв'язок, для великої сукупності задач. «Мета-евристичні» методи - це узагальнені евристичні методи, що можуть бути застосовані до широкого спектра проблем, що потребують кількох змінних, які необхідно адаптувати до конкретного випадку.

На цей момент завдання вибору місця установки і значення потужності локального джерела енергії вирішується за допомогою як аналітичних, так і евристичних методів. У роботі [41] наведена довгострокова динамічна модель багатоцільового планування для розширення розподільної мережі з нетрадиційними джерелами енергії, використовуючи генетичний алгоритм. Оптимізація втрат відбувається шляхом визначення оптимальних розмірів, місць розташування та динаміки інвестицій в блоки розподіленої генерації, а також враховується термін їхньої окупності.

Дослідники [42] розглядали можливість застосування генетичного алгоритму для пошуку місця встановлення РГ як для одиничного джерела, так і для декількох з мінімізацією втрат активної потужності за ділянками електричної мережі. Дослідники в роботі [43] застосували спільно два методи пошуку розміщення джерел РГ за допомогою генетичного алгоритму та імітаційного мета-евристичного методу відбору. Автори [44] для визначення локального місця джерела РГ разом з джерелами реактивної потужності використали алгоритм табу пошуку. Для цього автори

визначають мінімум цільової функції, що складається із суми загальної вартості втрат активної потужності, завантаженості ліній електропередачі та вартості додаткових джерел реактивної потужності. В роботі [45] запропоновано метод оптимізації на основі «колонії мурах» як засіб вирішення пошуку місць та потужності РГ. Для цього методу цільова функція мінімізувалась виходячи із загальної вартості мережі.

У роботі [46] запропоновано комбінований стохастичний метод визначення оптимального приєднання ВДЕ, однак отримання найкращих розв'язків задачі (глобального оптимуму) потребує збільшення кількості випробувань, а отже і часу розрахунків.

Застосування генетичного алгоритму показало свою ефективність для великих розподільних систем, у тому числі й субоптимальних рішень, у разі порівняння з методом перебору можливих варіантів [47]. У цьому випадку одним з основних критеріїв за вибору потужності локального джерела є мінімум втрат за приєднання до i -тої шини розподільної системи, а місце установки визначається як шина, на якій втрати за підключення джерела оптимальної потужності будуть мінімальними. Для пошуку оптимального рішення також враховуються такі умови, як нормоване відхилення напруги на шинах та струм у лініях.

Аналізуючи розподільчі мережі, їхні режими роботи та параметри встановлено, що в таких мережах доцільно встановлювати декілька невеликих джерел РГ, при чому сполучення місць та потужності можуть бути різноманітні. Число можливих комбінацій з ускладненням конфігурації мережі та розширення модельного ряду генераторів зростає експоненціально.

Задача оптимізації розміщення джерел РГ є багатоцільовою з великою кількістю змінних керування (в загальному випадку це кількість, потужність, тип та місця розташування РГ), до того ж частина змінних є аналоговими (значення струмів, потужностей, довжини ділянок), а частина – дискретними (коефіцієнти трансформації трансформаторів, положення комутаційних апаратів).

Насправді завдання оптимізації розміщення і потужності РГ має багато спільного з класичним оптимізаційним завданням вибору майданчиків розташування

і потужності великих електричних станцій. У той же час існує ряд кількісних і якісних відмінностей.

Для вибору потенційних місць підключення ВДЕ можна розглядати два підходи [24]:

- приєднання ВДЕ за принципом мінімального ризику, коли місце обирається максимально близько до шин живильної підстанції 110(35)/10 кВ. У цьому випадку незалежно від змін навантаження та комутацій в електричних мережах буде забезпечено мінімальний вплив ВДЕ на втрати електроенергії в ЕМ та рівні напруги (як негативний, так і позитивний);

- приєднання ВДЕ за принципом максимального ефекту, коли місця приєднання підбираються з урахуванням ефекту зменшення втрат потужності в ЕМ за рахунок зменшення перетоків потужності від основного центра живлення до вузлів навантаження. У цьому разі втрати електроенергії можуть істотно зменшуватися, але ефект залежить від співвідношення потужності ВДЕ та сумарного навантаження ЕМ, а також комутацій у схемі електромереж.

Існує декілька показників для вибору місць встановлення джерел РГ:

1. Інвестиційний. У ринкових умовах найважливішу роль відіграє фінансова складова. Жорстка обмеженість інвестиційних коштів змушує робити вибір, що балансує між ціною і якістю. Отже, критерій інвестицій є однією з найважливіших сторін реалізації будь-якого технічного проєкту [48]. Коефіцієнт, наведений нижче, дає змогу врахувати цей момент. Чим ближче даний коефіцієнт до одиниці, тим більш вигідним є проєкт встановлення джерела РГ:

$$\tilde{N}^k = 1 - \frac{C_n^k}{C_{\max}^k},$$

де n - величина, яка характеризує значення потужності генеруючої установки; C_n^k - вартість генеруючого агрегату потужності n з установкою; C_{\max}^k - максимально можливі інвестиційні кошти для реалізації проєкту.

2. Втрати активної та реактивної потужностей. Як зазначалось, джерела РГ можуть сприяти зниженню втрат потужності в мережах СЕС, оскільки дають змогу розвантажити лінії електропередачі [49]. Тоді як, можливий реверсивний потік по

лініях електропередачі може призвести до збільшення втрат потужності. Нижче наведені коефіцієнти відображають втрати активної та реактивної потужностей в мережі. Чим ближче до одиниці ці коефіцієнти, тим більш вигідне розташування РГ було вибрано з погляду цього критерію.

$$Lp^k = 1 - \frac{\operatorname{Re}\{\Delta S^k\}}{\operatorname{Re}\{\Delta S^0\}}; \quad Lq^k = 1 - \frac{\operatorname{Im}\{\Delta S^k\}}{\operatorname{Im}\{\Delta S^0\}},$$

де ΔS^k - втрати повної потужності в розподільній мережі k ; ΔS^0 - втрати повної потужності в розподільній мережі без джерела РГ.

3. Напруга. Ще однією перевагою від впровадження пристроїв РГ в мережу є можливе поліпшення параметрів напруги в мережі. Сформулюємо цей критерій з погляду максимального відхилення значення напруги від номінального [50]. Цей показник також може бути використаний для визначення найбільш перспективного вузла для установки РГ:

$$V^k = 1 - \max_{i=1} \left(\frac{|U_0| - |U_i^k|}{|U_0|} \right)^{NN-1},$$

де U_0 - комплексне значення напруги головної підстанції; U_i^k - комплексне значення напруги вузла i розподільної мережі k ; NN - число вузлів.

4. Допустимі струми по лініях. Через те, що джерела РГ розташовуються поблизу місць навантаження, в деяких ділянках ліній струм може знижуватися, розвантажуючи лінію електропередачі та збільшуючи запас за пропускну здатністю. Наведений далі коефіцієнт дає змогу оцінити струми по лініях з урахуванням максимально допустимих струмів провідників:

$$J^k = 1 - \max_{m=1} \left(\frac{|I_m^k|}{I_m^{\text{dov}}}} \right)^{NL},$$

де I_m^k - струм ділянки m розподільної мережі k ; I_m^{dov} - допустимий струм ділянки m ; NL - число ділянок мережі.

Джерела РГ найчастіше призначені для роботи в умовах низької щільності та високої нерівномірності добових графіків навантаження споживачів. Ця обставина має бути врахована, адже вона впливає на рентабельність малої генерації. Ведуться

роботи щодо створення математичної моделі джерел розподіленої генерації. Однак на сьогодні комплексного підходу до оптимізації розміщення розподілених генераторів та врахування їх режимів роботи в цілому ще не вироблено. Тому актуальна розробка алгоритмів, а надалі і методик, що дозволять вирішити комплекс задач розміщення та вибору числа і потужності розподілених генераторів з урахуванням режимів їхнього роботи, а також експлуатаційних задач систем розподіленої генерації з урахуванням максимальної кількості факторів, що впливають.

Проте, перераховані роботи щодо вибору і розміщення РГ мають ряд недоліків, які не дають змоги в загальному випадку отримати оптимальне рішення з точки зору мінімізації втрат і підвищення ефективності та економічності мережі в цілому. У деяких дослідженнях цільова функція обмежується мінімізацією втрат активної потужності без урахування інших важливих факторів, таких як рівень напруги, витрати на установку та експлуатацію обладнання [51,52]. У зв'язку з цим важливим завданням є пошук надійного і ефективного оптимізаційного алгоритму, а також формування цільової функції, що включає найбільш значущі для мережевої компанії фактори, такі як вартість експлуатації мережі в довгостроковій перспективі, якість електроенергії за відхиленням напруги, рівень втрат активної потужності.

2.2 Математичні методи пошуку оптимального місця підключення джерела відновлювальної енергії в розподільній мережі

Виходячи з наведеного аналізу існуючих методик як основних функцій, за допомогою яких визначають оптимальне місце підключення з точки зору покращення техніко-економічних показників електричної мережі, розглядають залежність сумарних втрат електроенергії та рівнів напруги у вузлах електричної мережі залежно від параметрів режиму до та після встановлення джерела ВДЕ.

Задача оптимізації розміщення джерел ВДЕ є багатоцільовою з великою кількістю змінних керування (в загальному випадку це кількість, потужність, тип та місця розташування РГ).

Критерієм оцінки ефективності інвестиційного проєкту в сучасних економічних умовах є, як правило, максимум чистого дисконтованого доходу. Однак з огляду на невеликі терміни спорудження малих електростанцій, в дослідницьких розрахунках дисконтуванням капітальних витрат можна знехтувати.

З урахуванням прийнятих припущень як критерій оптимізації використовується мінімум витрат на введення в роботу і подальшу експлуатацію комплексу ВДЕ, тобто річні приведені витрати. У випадку, коли малі електростанції вже є в мережі, виникає завдання оптимального планування режиму їх роботи так, щоб загальні витрати на експлуатацію всього комплексу, в тому числі і на експлуатацію розподільної мережі, були мінімальними. У разі продажу електроенергії, яка виробляється у зовнішню мережу, в ряді випадків виникає необхідність визначення мінімального тарифу на продавану електроенергію, нижче якого такий продаж стає не вигідним.

Як було зазначено у першому розділі дисертації, для кожного окремого вузла зі збільшенням потужності ВДЕ відбувається поступове зменшення втрат потужності (рис.1.1), яке спостерігається до величини оптимального значення. У разі подальшого збільшення потужності генерації джерела ВДЕ понад оптимальне значення, є можливість збільшення втрат потужності в мережі по відношенню до початкового режиму.

Визначимо оптимальне значення потужності джерела РГ виходячи із мінімальних повних втрат потужності в мережі на основі відомих методик [53,54]:

$$P_{PGi} = P_{ni} + \frac{1}{\alpha_{ij}} \sum_{i=1}^n \sum_{j \neq i} [\alpha_{ij} P_j - b_{ij} Q_j], \quad (2.1)$$

$$Q_{PGi} = Q_{ni} + \frac{1}{c_{ij}} \sum_{i=1}^n \sum_{j \neq i} [c_{ij} Q_j - d_{ij} P_i], \quad (2.2)$$

де P_{ni} , Q_{ni} – активна та реактивна складові потужності навантаження і-того вузла мережі; $\alpha_{ij}, b_{ij}, c_{ij}, d_{ij}$ – коефіцієнти функції втрат:

$$\alpha_{ij} = \frac{R_{ij}}{V_i V_j} \cos(\delta_i - \delta_j);$$

$$b_{ij} = \frac{R_{ij}}{V_i V_j} \sin(\delta_i - \delta_j);$$

$$c_{ij} = \frac{X_{ij}}{V_i V_j} \cos(\delta_i - \delta_j);$$

$$d_{ij} = \frac{X_{ij}}{V_i V_j} \sin(\delta_i - \delta_j),$$

де δ_i, δ_j – фазовий кут зсуву відповідно в i -тому та j -тому вузлах.

При масовому поширенні джерел ВДЕ доводиться вирішувати задачу їх розміщення з обґрунтуванням потужності, можливих майданчиків встановлення, місць під'єднання, режимів роботи в залежності від існуючих схем мережі, потужності та характеру споживання. Такі задачі краще вирішувати на початковій стадії розвитку розподіленої генерації електропостачання окремих районів, що жасть змогу в подальшому обґрунтовано надавати рекомендації щодо розміщення та потужності джерел малої генерації. Ці задачі мають оптимізаційний характер і мають бути вирішені не лише з позиції мінімізації витрат на введення та експлуатацію генеруючого комплексу малої потужності, але й з урахуванням розвитку розподіленої мережі, до якої підключається РГ, витрати на їх експлуатацію, у тому числі пов'язані із зниженням втрат.

Для розподільних мереж втрати активної та реактивної потужностей у кожній гілці можуть бути визначені за такими виразами:

$$\Delta P_{(i,j)} = R_{i,j} \frac{(P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2)}{U_i^2}$$

$$\Delta Q_{(i,j)} = X_{i,j} \frac{(P_{i,j}^2 + Q_{i,j}^2)}{U_i^2}$$

де i, j – початок та кінець гілки відповідно; $P_{i,j}, Q_{i,j}$ - потік активної та реактивної потужностей ділянки мережі; $R_{i,j}, X_{i,j}$ - активний та реактивний опори ділянки мережі.

Коефіцієнти сенсорності для втрат активної і реактивної потужностей $K_{\Delta P(i,j)}^P$, $K_{\Delta P(i,j)}^Q$ обчислюються як перша похідна від величини втрат активної потужності в лінії за активною та реактивною потужностями у вузлі відповідно:

$$K_{\Delta P(i,j)}^P = \frac{d\Delta P}{dP_j} = \frac{2 \cdot P_j \cdot R_{ij}}{U_j^2}$$

$$K_{\Delta P(i,j)}^Q = \frac{d\Delta P}{dQ_j} = \frac{2 \cdot Q_j \cdot R_{ij}}{U_j^2}$$

Коефіцієнти сенсорності втрат активної потужності використаємо для визначення місць встановлення джерел РГ.

2.3 Визначення коефіцієнтів сенсорності вузлів електричної мережі на основі сингулярного розкладу оберненої матриці Якобі

Сенсорний аналіз за оцінки стану мережі дає змогу визначити найбільш чутливі вузли до введення РГ. Основна ідея цього методу полягає в тому, що в електроенергетичній системі (ЕЕС) є вузли, параметри режиму яких сильніше реагують на зовнішні збурення і найбільше змінюються за випадкових змін в топології схеми мережі. Такі вузли називаються сенсорними. Оцінка чутливості вузлів енергосистеми може застосовуватись як за проєктування електричних мереж, так і з метою підвищення стійкості енергосистеми, якості електричної енергії, а також зменшення втрати електроенергії на її передавання.

Для забезпечення надійної роботи ЕЕС та підвищення якості електричної енергії необхідно мати інформацію щодо сенсорності параметрів режиму мережі до зовнішніх збурень. Попереднє ранжування вузлів за ступенем їх «жорсткості» дає змогу провести раціональне розміщення пристроїв коригування режиму за напрузі або реактивною потужністю до розрахунку режиму.

Дослідження сенсорності вузлів це одне із напрямлень структурного аналізу електроенергетичних систем, які використовують оцінку реакції напруги вузлів на зміну навантажень в них. Сенсорність (чутливість) є ступенем реакції параметру режиму на одиничне збурення і може бути знайдена внаслідок чисельного експерименту, або за деякими непрямыми показниками, зокрема, за допомогою сингулярних і власних чисел матриць чутливості. Ті параметри режиму і відповідні їм елементи ЕЕС, чутливість яких помітно вища, ніж інших, названі сенсорами.

Когерентність - ступінь близькості реакцій або їхніх співвідношень на одне і те ж збурення. Аналогічно чутливості можна виділити пари більш і менш когерентних елементів і параметрів режиму.

Сенсорність і когерентність – прояви різних сторін неоднорідності структури електроенергетичної системи. Більша чи менша сенсорність, більша або менша когерентність елементів ЕЕС визначаються деякими узагальненими зв'язками відповідних елементів ЕЕС стосовно місць прикладання збурень. Ці узагальнені зв'язки знаходяться через статичні А і динамічні Т параметри схеми ЕЕМ [55].

Для усталених режимів ці узагальнені зв'язки виражаються через параметри матриці Z або матриці Якобі рівнянь усталених режимів:

$$\left(\frac{\partial W}{\partial X}\right) = J.$$

Завдання аналізу чутливості параметрів ЕЕМ полягає в тому, щоб з використанням матриць узагальнених зв'язків елементів ЕЕМ та інформації про місця прикладання збурень або про опосередкованому прояві цих збурень через параметри режиму ЕЕМ (в разі подання системи через узагальнені еквівалентні параметри і структури, наприклад власні та взаємні провідності щодо ЕРС генераторів) знайти відповідні методи, що дають можливість виявити сенсорні й когерентні елементи ЕЕМ.

Для виявлення сенсорних вузлів, параметри режиму яких найбільш чутливі до таких зовнішніх збурень, як зміни активних ΔP і реактивних ΔQ навантажень, може використовуватися лінеаризований вираз:

$$\begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta U \end{pmatrix} = J^{-1} \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix},$$

де $\Delta \delta$ і ΔU – зміна фаз і модулів напруги; J – матриця Якобі для балансу потужності в полярних координатах, яка має таку структуру:

$$J = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial U} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{pmatrix}.$$

Матриця Якобі - це квадратна в загальному випадку несиметрична матриця розміром $(k \times k)$, $k = 2 \times n - l - 1$, n – число вузлів у схемі мережі, l - число вузлів з фіксованою напругою, один вузол має фіксовану фазу.

Застосування лінеаризації означає, що досліджуються відносно невеликі зовнішні збурення. Як уже зазначалося, великі збурення наводяться у вигляді суми невеликих збурень:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^k \Delta P_i,$$

$$\Delta Q = \sum_{i=1}^k \Delta Q_i,$$

таким чином, що для кожного i -го вектора приростів може розглядатися постійна матриця Якобі J_i .

Елементи оберненої матриці Якобі J^{-1} ($\partial \delta_i / \partial P_j$, $\partial \delta_i / \partial Q_j$, $\partial U_i / \partial P_j$, $\partial U_i / \partial Q_j$) характеризують ступінь впливу зміни активних і реактивних навантажень у вузлі j на зміни фаз і модулів напруг у вузлі i . Зп перевагт діагональних елементів матриці Якобі над недіагональними зміни фаз напруг у вузлі i в більшій мірі визначаються змінами активних навантажень у тому ж вузлі, а зміни модулів напруг - змінами реактивних навантажень.

Обчислення елементів матриці Якобі – частинних похідних від функцій небалансів активної і реактивної потужностей у вузлах за невідомими дійсними і уявними складовими напруги вузлів – доцільно виконувати, одержавши їхні аналітичні вирази.

Оскільки диференціювання відбувається за складовими напруги кожного вузла (окрім балансуєчого), то елементи матриці Якобі можна поділити на дві групи: ті, які визначаються як частинні похідні функцій небалансів потужностей за складовими напруги “своїх” же вузлів, і на ті, які визначаються як частинні похідні функцій небалансів потужностей за складовими напруги вузлів, що безпосередньо поєднані зі “своїм” вузлом (для усіх інших вузлів відповідні елементи матриці Якобі будуть нульовими) [55].

У першому (серед вищезазначених) випадку вирази для обчислення частинних похідних матимуть такий вигляд:

$$\frac{\partial \varphi_{Pi}}{\partial U'_i} = 2U'_i y'_{ii} - \sum_j (y'_{ij} U'_j - y''_{ij} U''_j);$$

$$\frac{\partial \varphi_{Pi}}{\partial U''_i} = 2U''_i y'_{ii} - \sum_j (y'_{ij} U''_j + y''_{ij} U'_j);$$

$$\frac{\partial \varphi_{Qi}}{\partial U'_i} = 2U'_i y''_{ii} - \sum_j (y'_{ij} U''_j + y''_{ij} U'_j);$$

$$\frac{\partial \varphi_{Qi}}{\partial U''_i} = 2U''_i y''_{ii} + \sum_j (y'_{ij} U'_j - y''_{ij} U''_j),$$

де індекс j стосується тих вузлів, які безпосередньо мають зв'язок з i -м вузлом.

У другому випадку вирази для обчислення частинних похідних матимуть вигляд

$$\frac{\partial \varphi_{Pi}}{\partial U'_j} = -(y'_{ij} U'_j + y''_{ij} U''_i);$$

$$\frac{\partial \varphi_{Pi}}{\partial U''_j} = y''_{ij} U'_j + y'_{ij} U''_i;$$

$$\frac{\partial \varphi_{Qi}}{\partial U'_j} = -y''_{ij} U'_i + y'_{ij} U''_i;$$

$$\frac{\partial \varphi_{Qi}}{\partial U''_j} = -(y'_{ij} U'_i + y''_{ij} U''_i).$$

Зазначимо, що індекс j не розповсюджується на номер балансуєчого вузла. Оскільки у цьому разі:

$$\frac{\partial \varphi_{Pi}}{\partial U'_j} = \frac{\partial \varphi_{Qi}}{\partial U''_j}, \text{ а } \frac{\partial \varphi_{Pi}}{\partial U''_j} = -\frac{\partial \varphi_{Qi}}{\partial U'_j}$$

тоді врахування цих особливостей за формування матриці Якобі даї змогу зменшити кількість обчислень, зменшуючи при цьому і загальні обчислювальні витрати, пов'язані з розв'язанням задачі.

Для визначення сенсорних та жорстких вузлів застосовуємо сингулярний аналіз оберненої матриці Якобі J^{-1} . Для цього виконаємо розкладання матриці на ортогональні матриці W та V :

$$\begin{pmatrix} \Delta\delta \\ \Delta U \end{pmatrix} = J^{-1} \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = (W\Sigma V^T)^{-1} \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix},$$

де $\Sigma = \text{diag}(\sigma_1, \sigma_2, \dots, \sigma_{2n})$ – діагональна матриця сингулярних значень.

Чутливість (сенсорність) модулів S_{Ui} вузлових напруг для схеми із n -вузлів визначають сумою

$$s_{Ui} = \sum_{j=1}^n \frac{v_{ij} w_{ij}^T}{\sigma_j}.$$

Значення чутливості модулів напруг у подальшому застосовуємо для вибору вузлів встановлення джерел РГ

2.4 Імітаційне моделювання на основі методу визначення сенсорності 30-ти вузлової електричної мережі

Для оцінки чутливості вузлів до введення потужності генерації електричної мережі в енерговузі виконаємо моделювання та аналіз усталеного (нормального) режиму роботи частини Скадовського енерговузла 35 кВ (рис.2.1), який наведено електричною принциповою схемою з 30-ма вузловими ПС. Навантаження ПС та характеристики ділянок наведено у додатку А.

За допомогою пакету прикладних програм Mathcad було виконано ітераційний розрахунок методом Зейделя усталеного режиму електричної мережі напругою 35 кВ, розрахунок наведено у додатку Б. Результати розрахунку наведено у табл. 2.1.

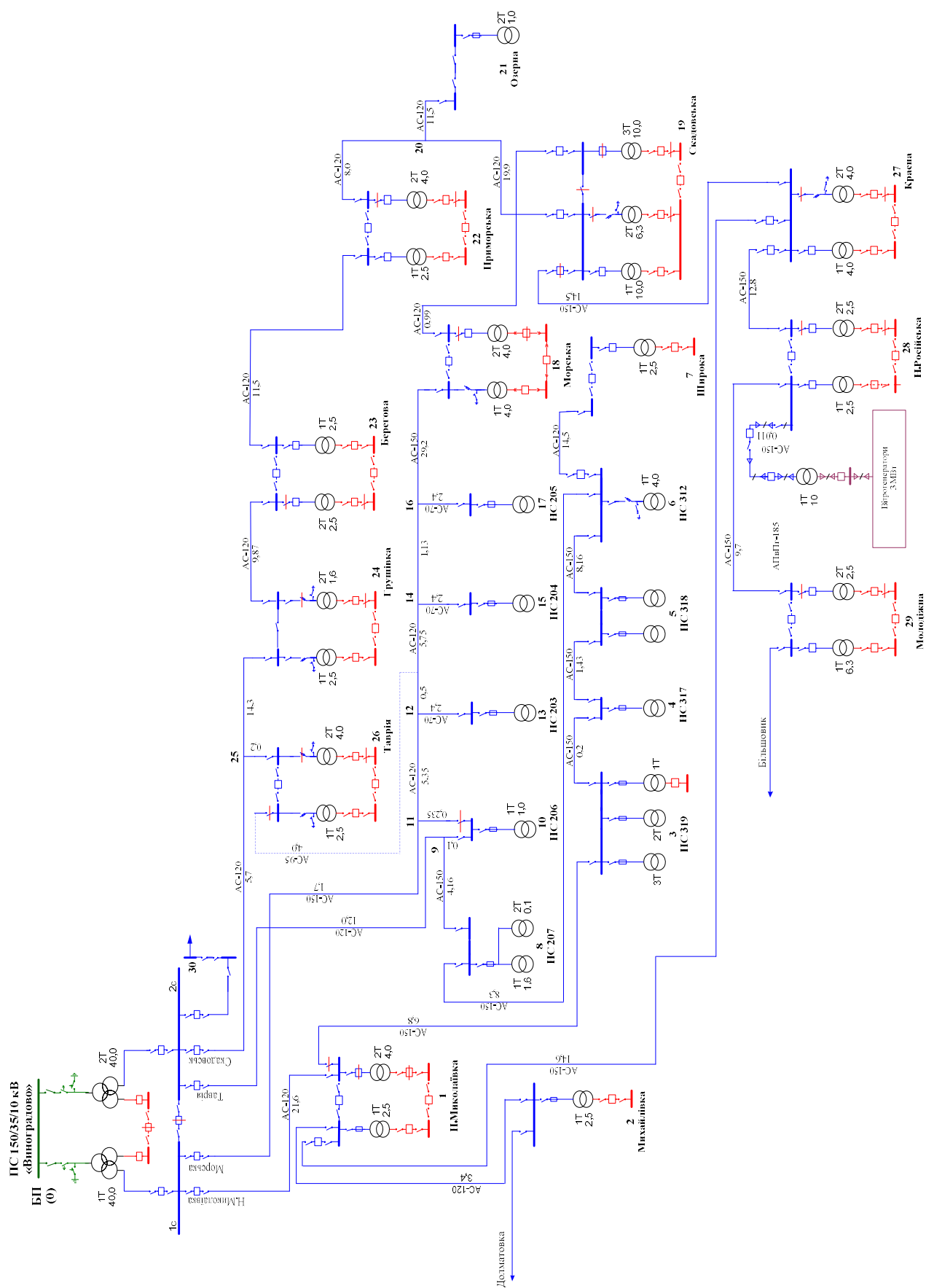


Рисунок 2.1 – Вихідна електрично принципова схема Скадовського енерговузла 35 кВ

Таблиця 2.1 – Результати ітераційного розрахунку параметрів вузлів електричної мережі напругою 35 кВ

Номер пункту	Розрахункові потужності, МВА	Рівні напруги в пунктах, кВ	Модуль напруги, кВ	Небаланс потужностей, МВА
1	2	3	4	5
1	$0 - j0$	$35,24 - j0,151$	35,24451	$1,02 \cdot 10^{-6}$
2	$0,41 - j0,2$	$35,23 - j0,163$	35,22686	$2,3 \cdot 10^{-9}$
3	$1,09 - j0,53$	$35,15 - j0,308$	35,15365	$1,5 \cdot 10^{-5}$
4	$1,2 - j0,58$	$35,15 - j0,311$	35,15348	$1,9 \cdot 10^{-6}$
5	$1,09 - j0,53$	$35,17 - j0,316$	35,17179	$2,12 \cdot 10^{-7}$
6	$0,71 - j0,34$	$35,37 - j0,266$	35,37781	$1,6 \cdot 10^{-7}$
7	$0 - j0$	$35,37 - j0,266$	35,37781	0
8	$1,09 - j0,53$	$35,65 - j0,164$	35,65392	$7,6 \cdot 10^{-7}$
9	$0,02 - j0,03$	$35,84 - j0,074$	35,84354	$1,5 \cdot 10^{-6}$
10	$0 - j0$	$35,85 - j0,073$	35,84726	$4,8 \cdot 10^{-7}$
11	$0 - j0$	$35,856 - j0,07$	35,8559	$3,7 \cdot 10^{-8}$
12	$0,01 - j0,01$	$35,56 - j0,199$	35,56074	$1,7 \cdot 10^{-7}$
13	$0,71 - j0,34$	$35,53 - j0,210$	35,53058	$1,1 \cdot 10^{-9}$
14	$0,05 - j0,03$	$35,29 - j0,304$	35,29581	$2,7 \cdot 10^{-7}$
15	$0,49 - j0,24$	$35,27 - j0,312$	35,27469	$1,1 \cdot 10^{-9}$
16	$0,03 - j0,02$	$35,25 - j0,322$	35,2551	$3,1 \cdot 10^{-7}$
17	$0,55 - j0,27$	$35,23 - j0,329$	35,23135	$1,3 \cdot 10^{-9}$
18	$0 - j0$	$34,39 - j0,631$	34,40039	$4,2 \cdot 10^{-7}$
19	$7,68 - j3,72$	$34,36 - j0,64$	34,36909	$1,1 \cdot 10^{-7}$
21	$0,13 - j0,06$	$34,67 - j0,572$	34,67214	$4,3 \cdot 10^{-10}$
20	$0 - j0$	$34,686 - j0,56$	34,6909	$5,8 \cdot 10^{-8}$
22	$0,37 - j0,18$	$34,83 - j0,519$	34,8334	$1,5 \cdot 10^{-8}$
23	$0,48 - j0,23$	$35,09 - j0,425$	35,09282	$1,3 \cdot 10^{-8}$
24	$0,22 - j0,01$	$35,37 - j0,304$	35,37552	$4,1 \cdot 10^{-9}$

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5
25	$0,01 - j0,01$	$35,81 - j0,095$	35,80944	$3,5 \cdot 10^{-7}$
26	$0,23 - j0,11$	$35,81 - j0,095$	35,80887	$1,3 \cdot 10^{-10}$
27	$1 + j0,41$	$35,03 + j0,108$	35,03469	$1,9 \cdot 10^{-7}$
28	$-8,7 - j0,14$	$35,45 + j1,174$	35,476	$3,3 \cdot 10^{-7}$
29	$1,71 - j0,24$	$35,34 + j0,994$	35,35311	$7,3 \cdot 10^{-9}$
30	$12 - j6$	$34,58 - j1,013$	34,57182	$1,2 \cdot 10^{-14}$

Таблиця 2.2 – Потокорозподіл електричної мережі напругою 35кВ

Діл.	Потужність на початку лінії, МВА	Потужність в кінці лінії, МВА
1	2	3
0-1	$1,78 - j1,99$	$1,75 - j1,94$
0-9	$0,9 - j0,61$	$0,89 - j0,6$
0-11	$5,94 - j4,54$	$5,92 - j4,51$
0-25	$2,34 - j1,53$	$2,34 - j1,51$
0-30	$12,31 - j6,61$	$12 - j6$
1-2	$0,41 - j0,2$	$0,41 - j0,2$
1-3	$2,069 - j0,125$	$2,064 - j0,115$
3-4	$0,974 + j0,415$	$0,974 + j0,415$
4-5	$-0,226 + j0,995$	$-0,226 + j0,996$
5-6	$-1,316 + j1,526$	$-1,321 + j1,537$
6-8	$-2,031 + j1,877$	$-2,042 + j1,897$
6-7	$0 - j0$	$0 - j0$
8-9	$-3,132 + j2,427$	$-3,142 + j2,448$
9-10	$-2,268 + j1,877$	$-2,268 + j1,877$
10-11	$-2,268 + j1,877$	$-2,268 + j1,878$
11-12	$3,652 - j2,63$	$3,631 - j2,595$

Продовження таблиці 2.2

1	2	3
12-13	$0,71-j0,341$	$0,71-j0,34$
12-14	$2,911-j2,244$	$2,896-j2,219$
14-15	$0,49-j0,24$	$0,49-j0,24$
14-16	$2,356-j1,949$	$2,354-j1,945$
16-17	$0,55-j0,27$	$0,55-j0,27$
16-18	$1,774-j1,655$	$1,745-j1,599$
18-19	$1,745-j1,599$	$1,744-j1,597$
19-20	$-0,853+j0,839$	$-0,859+j0,849$
20-21	$0,13-j0,06$	$0,13-j0,06$
20-22	$-0,989+j0,909$	$-0,992+j0,914$
22-23	$-1,362+j1,094$	$-1,369+j1,106$
23-24	$-1,849+j1,336$	$-1,859+j1,354$
24-25	$-2,079+j1,364$	$-2,097+j1,393$
25-26	$0,23-j0,11$	$0,23-j0,11$
19-27	$-5,083 + j1,284$	$-5,151 + j1,421$
27-28	$-6,884 - j0,592$	$-6,985 - j0,389$
28-19	$1,715 - j0,249$	$1,71 - j0,24$
1-27	$-0,725 - j1,617$	$-0,732 - j1,602$

Повні втрати потужності в схемі мережі складуть:

$$\Delta S_{\Sigma} = \dot{S}_{\text{БП}} - \sum_i S_{i\text{н}} = 23,268 - j15,27 - (22,58 - j13,94) = 0,6879 - j1,333 \text{ МВА.}$$

З метою дослідження ранжування вузлів за сенсорністю залежно від збурень виконаємо розрахунок режиму роботи електричної мережі в аварійному режимі - за відключення ділянки 1-27. Результати ітераційного розрахунку представлені в табл. 2.3 та 2.4.

Таблиця 2.3 – Результати ітераційного розрахунку режимних параметрів електричної мережі за відключення ділянки "1 – 27"

Номер пункту	Розрахункові потужності, МВА	Рівні напруги в пунктах, кВ	Модуль напруги, кВ	Небаланс потужностей, МВА
1	2	3	4	5
1	$0 - j0$	$35,418 - j0,381$	35,42	$2,01 \cdot 10^{-6}$
2	$0,41 - j0,2$	$35,4 - j0,392$	35,4025	$2,4 \cdot 10^{-9}$
3	$1,09 - j0,53$	$35,285 - j0,482$	35,288	$2,9 \cdot 10^{-5}$
4	$1,2 - j0,58$	$35,283 - j0,483$	35,2866	$3,8 \cdot 10^{-6}$
5	$1,09 - j0,53$	$35,293 - j0,476$	35,296	$4,34 \cdot 10^{-7}$
6	$0,71 - j0,34$	$35,449 - j0,362$	35,4513	$3,79 \cdot 10^{-7}$
7	$0 - j0$	$35,449 - j0,362$	35,4513	0
8	$1,09 - j0,53$	$35,675 - j0,195$	35,676	$1,4 \cdot 10^{-7}$
9	$0,02 - j0,03$	$35,84 - j0,072$	35,8401	$4,1 \cdot 10^{-6}$
10	$0 - j0$	$35,843 - j0,07$	35,8432	$1,5 \cdot 10^{-6}$
11	$0 - j0$	$35,85 - j0,065$	35,8504	$6,3 \cdot 10^{-8}$
12	$0,01 - j0,01$	$35,505 - j0,128$	35,5049	$3,2 \cdot 10^{-9}$
13	$0,71 - j0,34$	$35,474 - j0,139$	35,4747	$6,1 \cdot 10^{-10}$
14	$0,05 - j0,03$	$35,185 - j0,162$	35,1855	$3,4 \cdot 10^{-7}$
15	$0,49 - j0,24$	$35,164 - j0,169$	35,1644	$5,1 \cdot 10^{-10}$
16	$0,03 - j0,02$	$35,133 - j0,167$	35,1338	$8,52 \cdot 10^{-8}$
17	$0,55 - j0,27$	$35,11 - j0,175$	35,11	$5,8 \cdot 10^{-10}$
18	$0 - j0$	$33,994 - j0,149$	33,9943	$1,58 \cdot 10^{-7}$
19	$7,68 - j3,72$	$33,953 - j0,146$	33,9535	$2,74 \cdot 10^{-8}$
20	$0 - j0$	$34,394 - j0,209$	34,3947	$2,01 \cdot 10^{-8}$
21	$0,13 - j0,06$	$34,375 - j0,222$	34,3758	$1,26 \cdot 10^{-10}$
22	$0,37 - j0,18$	$34,584 - j0,226$	34,5852	$5,03 \cdot 10^{-8}$
23	$0,48 - j0,23$	$34,913 - j0,214$	34,9139	$4,05 \cdot 10^{-8}$

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5
24	$0,22 - j0,01$	$35,256 - j0,163$	35,2561	$1,05 \cdot 10^{-9}$
25	$0,01 - j0,01$	$35,776 - j0,055$	35,7756	$8,75 \cdot 10^{-7}$
26	$0,23 - j0,11$	$35,776 - j0,055$	35,775	$3,5 \cdot 10^{-11}$
27	$1 + j0,41$	$34,4 + j0,888$	34,4112	$5,07 \cdot 10^{-8}$
28	$-8,7 - j0,14$	$34,803 + j1,984$	34,8597	$8,61 \cdot 10^{-8}$
29	$1,71 - j0,24$	$34,688 + j1,797$	34,7346	$1,9 \cdot 10^{-9}$
30	$12 - j6$	$34,557 - j1,013$	34,5718	$1,2 \cdot 10^{-14}$

Таблиця 2.4 – Результати потокорозподілу електричної мережі напругою 35 кВ за відключення ділянки 1–27

Діл.	Потужність на початку лінії, МВА	Потужність в кінці лінії, МВА
1	2	3
0-1	$2,16 - j1,07$	$2,14 - j1,03$
0-9	$0,9 - j0,63$	$0,89 - j0,63$
0-11	$5,83 - j4,87$	$5,82 - j4,84$
0-25	$2,12 - j2,18$	$2,11 - j2,16$
0-30	$12,31 - j6,61$	$12 - j6$
1-2	$0,41 - j0,2$	$0,41 - j0,2$
1-3	$1,729 - j0,828$	$1,725 - j0,82$
3-4	$0,635 - j0,289$	$0,635 - j0,289$
4-5	$-0,565 + j0,291$	$-0,565 + j0,291$
5-6	$-1,655 + j0,821$	$-1,659 + j0,83$
6-7	$0 - j0$	$0 - j0$
6-8	$-2,369 + j1,17$	$-2,379 + j1,189$
8-9	$-3,469 + j1,719$	$-3,479 + j1,738$
9-10	$-2,605 + j1,142$	$-2,606 + j1,142$

Продовження таблиці 2.4

1	2	3
10-11	$-2,606 + j1,142$	$-2,606 + j1,143$
11-12	$3,213 - j3,7$	$3,188 - j3,659$
12-13	$0,71 - j0,341$	$0,71 - j0,34$
12-14	$2,468 - j3,308$	$2,449 - j3,276$
14-15	$0,49 - j0,24$	$0,49 - j0,24$
14-16	$1,909 - j3,006$	$1,906 - j3,001$
16-17	$0,55 - j0,27$	$0,55 - j0,27$
16-18	$1,326 - j2,711$	$1,282 - j2,623$
18-19	$1,282 - j2,623$	$1,28 - j2,62$
19-20	$-0,606 + j1,461$	$-0,617 + j1,479$
20-21	$0,13 - j0,06$	$0,13 - j0,06$
20-22	$-0,747 + j1,539$	$-0,752 + j1,547$
22-23	$-1,122 + j1,727$	$-1,132 + j1,744$
23-24	$-1,612 + j1,974$	$-1,624 + j1,995$
24-25	$-1,844 + j2,005$	$-1,865 + j2,041$
25-26	$0,23 - j0,11$	$0,23 - j0,11$
19-27	$-5,793 - j0,361$	$-5,88 - j0,189$
27-28	$-6,88 - j0,599$	$-6,985 - j0,39$
28-19	$1,715 - j0,25$	$1,71 - j0,24$

Повні втрати потужності в схемі мережі в аварійному режимі складуть:

$$\Delta S_{\Sigma} = \dot{S}_{\text{БП}} - \sum_i S_{\text{ін}} = 23,32 - j15,36 - (22,58 - j13,94) = 0,736 - j1,422 \text{ МВА.}$$

Відповідно до наведених у розділі 2.3 формул обчислення складових оберненої матриці Якобі, виконано її сингулярний розклад та визначення сенсорності вузлів показаної електричної мережі в нормальному та аварійному режимах відповідно, що показано на рис. 2.2.

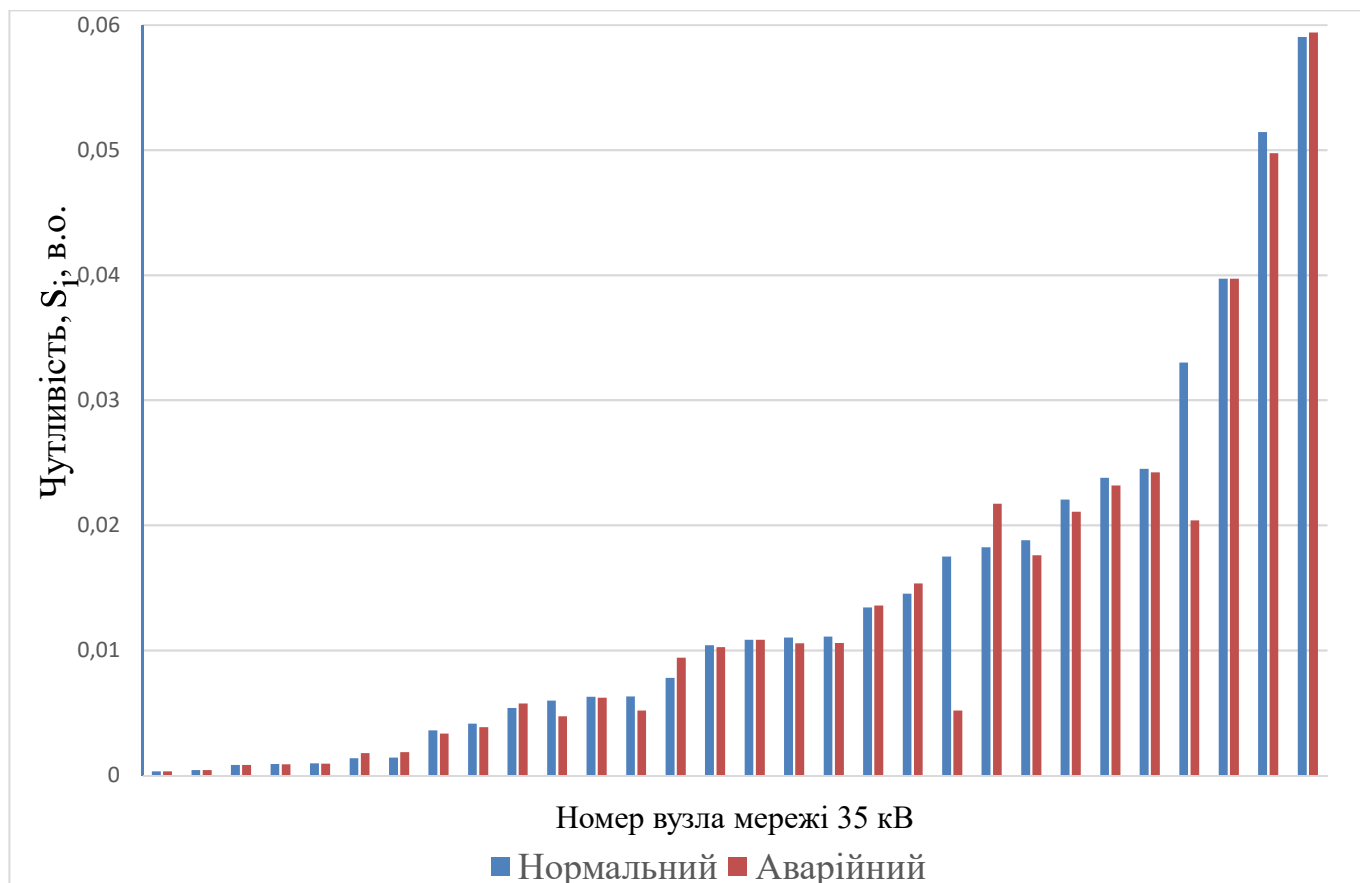


Рисунок 2.2 – Сенсорність модулів вузлових напруг, визначених за допомогою матриці Якобі в повній формі, для нормального режиму та для аварійного режиму за відключення ділянки 1-27

Як видно з діаграми, ранжування вузлів за сенсорністю в нормальному режимі зберігається і в аварійному: жорсткими вузлами для цієї мережі є вузли № 10, 9, 11, 25, 26 та 4; сенсорними – вузли № 7, 21, 30, 29 та 24.

2.5 Сингулярне розкладання скороченої матриці Якобі

Найбільш широко застосовується в розрахунках метод на підставі сингулярного аналізу, пов'язаний з послідовним проходженням етапів формування матриці Якобі, її обробки, визначення матриць елементів лівого і правого власних векторів, діагональної матриці сингулярних значень і безлічі операцій за перемножуванням їхніх елементів. Для обчислення сингулярного розкладання потрібно близько $n^3 \div n^4$ операцій [31]:

$$J_R = \left[\frac{\partial W_Q}{\partial U} \right] - \left[\frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \right] \left[\frac{\partial W_P}{\partial \delta} \right]^{-1} \left[\frac{\partial W_P}{\partial U} \right]. \quad (2.3)$$

Зменшення розмірності задачі розкладання матриці Якобі досягається зменшенням розмірності розкладаючої матриці. Одним з можливих шляхів є перетворення (2.3), а також пов'язані з відкиданням способи блокової діагоналізації матриці Якобі J_{bd} (всі елементи недіагональних блоків дорівнюють нулю) і рядкової діагоналізації J_d (коли всі недіагональні елементи матриці Якобі дорівнюють нулю).

Аналіз компонент векторів V і W [55] показав, що модулі напруг є більш сенсорними, ніж фази напруг. Можна вважати, що оцінка сенсорності модулів напруг для аналізованої схеми може бути отримана з аналізу компонент сингулярних векторів тільки для діагонального блока $(\partial Q / \partial U)$ матриці Якобі.

Далі видно, що оцінки сенсорності, отримані за сингулярного аналізу повної матриці Якобі та її діагональних блоків $(\partial P / \partial \delta)$ і $(\partial Q / \partial U)$, дуже близькі між собою, хоча за оцінки фаз напруг такий збіг проявляється меншою мірою, ніж у разі оцінки модулів напруги.

Сенсорним за втратою напруги може бути названий зв'язок, в якому у разі зовнішніх збурень найбільшою мірою змінюється втрата напруги:

$$\delta U_{ij} = |(U_i + \Delta U_i) - (U_j + \Delta U_j) - |U_i - U_j||.$$

Порівняння середньоквадратичних значень цих втрат з модулями різниць відповідних компонент правого сингулярного вектора повної матриці Якобі та її діагонального блока $(\frac{\partial Q}{\partial U})$: $\Delta u_{i-j} = |u_{i1} - u_{j1}|$ показує, що різниці $\Delta u_{i-j} = |u_{i1} - u_{j1}|$ добре локалізують гілки, сенсорні за втратами напруги.

Для визначення сенсорних та жорстких вузлів застосовуємо сингулярний аналіз діагонального блока $(\partial Q / \partial U)$ оберненої матриці Якобі J^{-1} аналогічно повній матриці.

На рис. 2.3 показано результат сингулярного розкладання діагонального блока $(\partial Q / \partial U)$ оберненої матриці Якобі для електричної мережі 35 кВ для нормального та післяаварійного режимів (відключення ділянки 1-27).

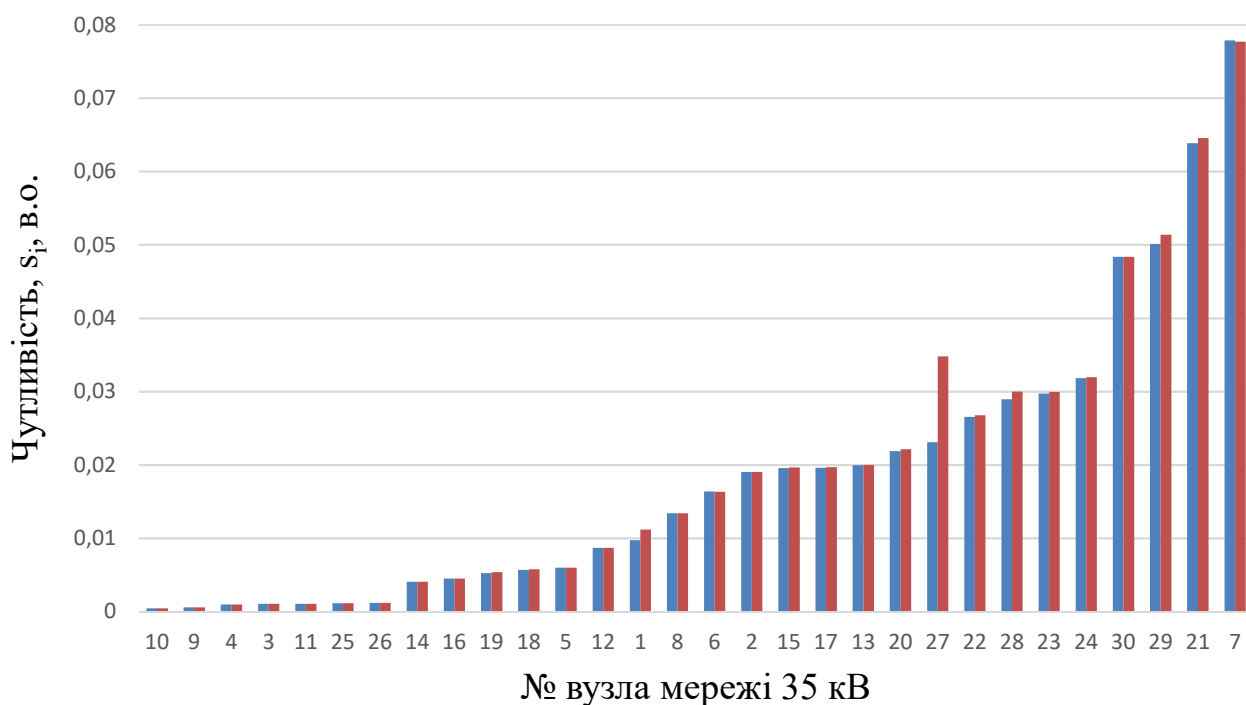


Рисунок 2.3 – Ранжування вузлів схеми 35 кВ за чутливістю модулів вузлових напруг для нормального та післяаварійного режимів

Ранжування вузлів за сенсорністю у разі дослідження лише діагонального блока ($\partial Q / \partial U$) оберненої матриці Якобі в нормальному та аварійному режимах так само зберігається: жорсткі вузли № 10, 9, 4, 3 та 11; сенсорні – № 7, 21, 29, 30 та 24. Порівнюючи діаграми рис. 2.3 з рис. 2.2 бачимо, що ранжування вузлів за сенсорністю, для скороченої матриці Якобі повністю зберігається. Отже, з метою скорочення розрахунків та часу на визначення сенсорних вузлів з певною мірою точності можливо використовувати діагональний блок ($\partial Q / \partial U$).

На рис.2.4 наведено зіставлення результатів розрахунку чутливості вузлових напруг, визначеної за допомогою повної та скороченої матриці Якобі в нормальному та післяаварійному режимах. У результаті аналізу ранжування вузлів за чутливістю вузлових напруг збігається.

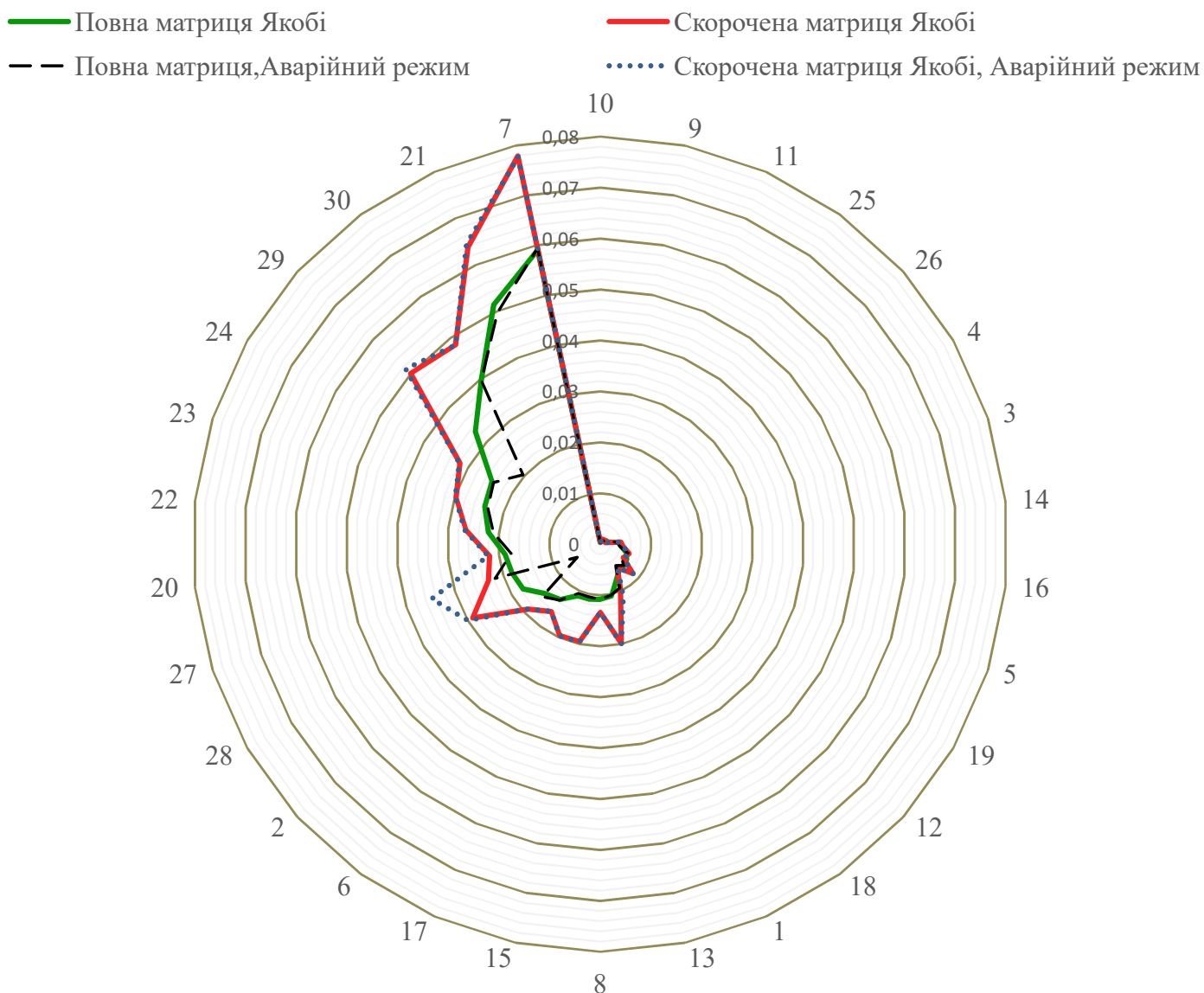


Рисунок 2.4 – Порівняння сенсорності модулів вузлових напруг, визначеної різними способами

2.6 Аналіз приростів для оцінки чутливості вузлів розподіленої електричної мережі

Виконаємо оцінку чутливості вузлів розподіленої електричної мережі. Для визначення сенсорних вузлів мережі застосовується також метод приростів, який заснований на чисельному диференціюванні залежностей $W(x_i)$ у початковій точці x_n простору первинних параметрів:

$$s_{ij} = \frac{\Delta W_i}{\Delta x_j} = \frac{W(x_i) - W(x_{iH})}{\Delta x_j}, \quad (2.4)$$

де W_i – значення i -ого вторинного параметра у разі зміни j -того первинного параметра на Δx_j ; W_{iH} – значення i -того вторинного параметра в початковій точці X_H ; Δx_j – малий приріст j -того первинного параметра відносно x_{jH} за умови, що інші первинні параметри не змінюються. Отримані відповідно до однопараметричного аналізу (2.4) значення складають j -й стовпчик матриці чутливості [56].

Методом приростів розраховується необхідна ін'єкція реактивної потужності у вузлі для зміни напруги у ньому на ΔU від початкового значення.

Початкове значення

$$U_{inoc} = U_{ni}$$

до

$$U_{imax} = U_{ni} + \Delta U,$$

де $\Delta U = \{-0,3; -0,2; -0,1; 0; 0,1; 0,2; 0,3\}$ кВ.

У результаті зміни приростів реактивної потужності на величину

$$\Delta Q = \{-3; -2; -1; 0; 1; 2; 3\},$$

для кожного вузла отримані результати, представлені на рис. 2.5. Найбільш значна зміна напруги спостерігається у вузлах 7, 21, 22, 28, 29, а менш значна у 1, 2, 9, 11, 26.

На підставі отриманих характеристик відповідно до (2.4) отримані показники чутливості, зображені на рис. 2.6.

Отже, для тестової схеми сенсорними є вузли 7, 18, 21, 22, 23, 28, 29, а «жорсткими» – 1, 6, 8, 9, 10, 11, 26, що повністю збігається з оцінкою сенсорності за допомогою сингулярного розкладу повної та скороченої матриць Якобі.

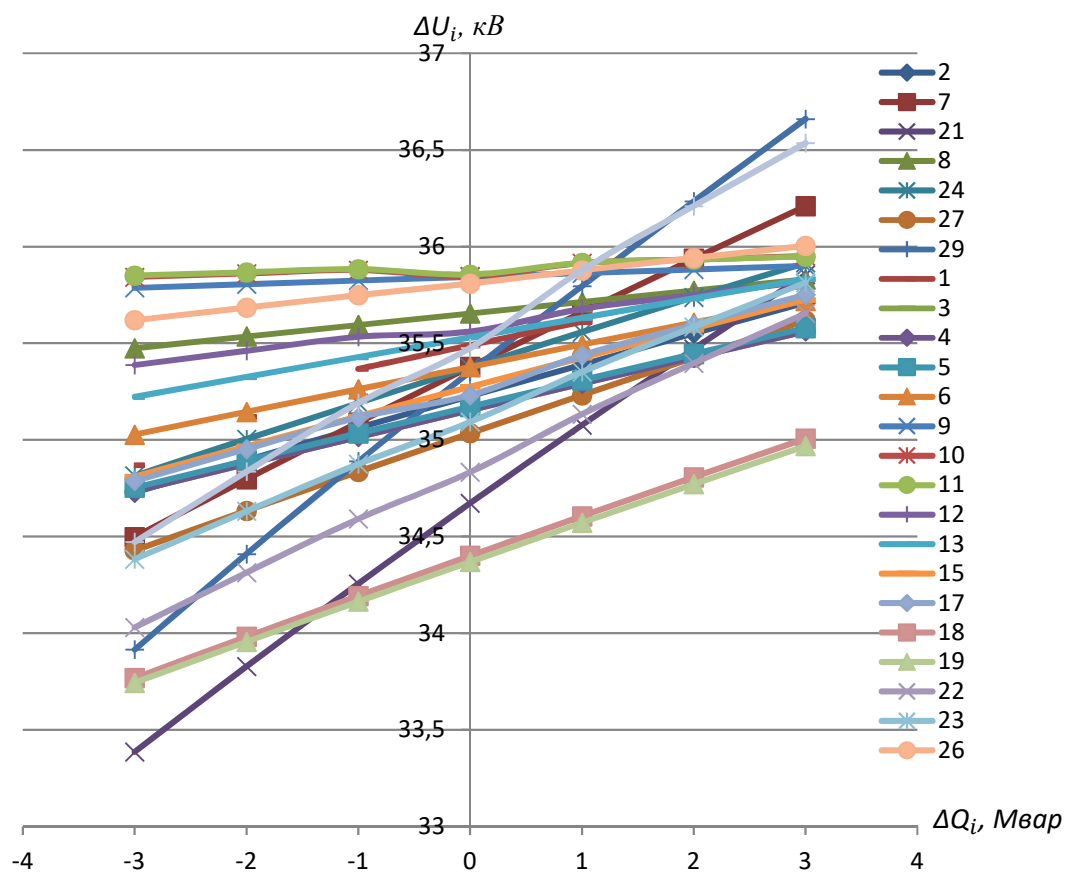


Рисунок 2.5 – Реакція модуля наруги у вузлах мережі у разі зміни реактивної потужності навантаження

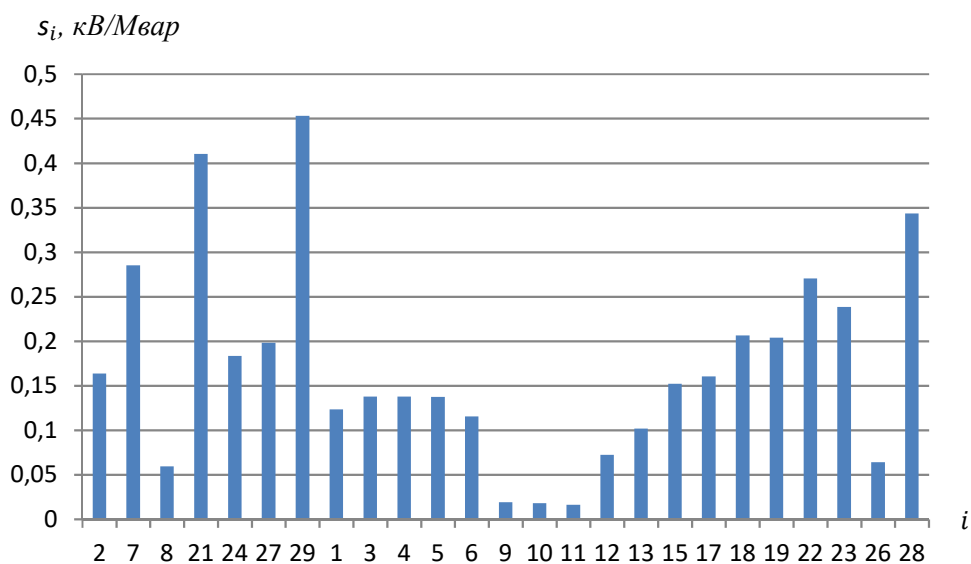


Рисунок 2.6 – Сенсорність модулів вузових наруг, розрахований за методом приростів

2.7 Аналіз та оцінка методу сальдо-провідностей на основі вузлових рівнянь балансу потужностей

Оцінка чутливості вузлів ЕЕС може застосовуватися як при проєктуванні електричної мережі, так і при управлінні режимами на основній частоті і вищих гармоніках, досягнення бажаних характеристик мережі за якістю електроенергії та струмів короткого замикання [55].

В усталеному режимі чутливість i -го навантажувального вузла s_i визначається відношенням приросту напруги у вузлі ΔU_i до зміни реактивної потужності ΔQ_i , яка спричинила цю зміну:

$$s_i = \frac{\Delta U_i}{\Delta Q_j} \approx \frac{dU_i}{dQ_j}.$$

Оцінка чутливості на основі вузлової провідності застосовується, як правило, для оцінювальних розрахунків, тому за розгляду мережі одного класу напруги можна прийняти напруги у всіх вузлах рівними номінальним значенням $U_i = U_{ном}, i = 1 \dots N$, що допускається у разі рішення задач проєктування мереж [57]. Записуючи вирази для вузлових рівнянь у полярній системі координат та проводячи відповідні перетворення, похідні небалансу реактивної потужності за модулем напруги, які можуть інтерпретуватися як ступінь реакції вузлових параметрів на коливання навантаження, можуть бути записані у такому вигляді:

$$\frac{\partial W_{Qi}}{\partial U_i} = U_i \left(2b_{ii} - \sum_{j=1, j \neq i}^N b_{ij} \right). \quad (2.5)$$

Вузлам з найбільшим приростом напруги за зміни реактивної потужності навантаження на одиницю відповідають найбільші коефіцієнти чутливості. Звідси, чим менший модуль уявної частини сальдо-провідності i -го вузла Δb_i , що дорівнює різниці уявної складової власної провідності b_{ii} і суми взаємних $\sum b_{ij}$, тим більш чутливим буде вузол.

Оскільки множник U_i виразу (2.5) для всіх вузлів мережі одного класу напруги однаковий, то при зіставленні фрагмента мережі, що містить вузли одного класу

напруги він неінформативний, і як показник чутливості вузла розглядається другий множник, що записується у такому вигляді:

$$\Delta B_i = 2B_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N B_{ij} = \operatorname{Im} \left(2Y_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N Y_{ij} \right), \quad (2.6)$$

де $\sum_{j=1, j \neq i}^N B_{ij}$ – сума уявних частин комплексних величин позовжніх провідностей Y_{ij} ,

приєднаних до i -го вузла гілок, B_{ii} – уявна частина власної провідності i -го діагонального елемента Y_{ii} .

На рис. 2.7 показано сальдо-провідності вузлів електричної мережі 35 кВ, знайдені за рівнянням (2.6).

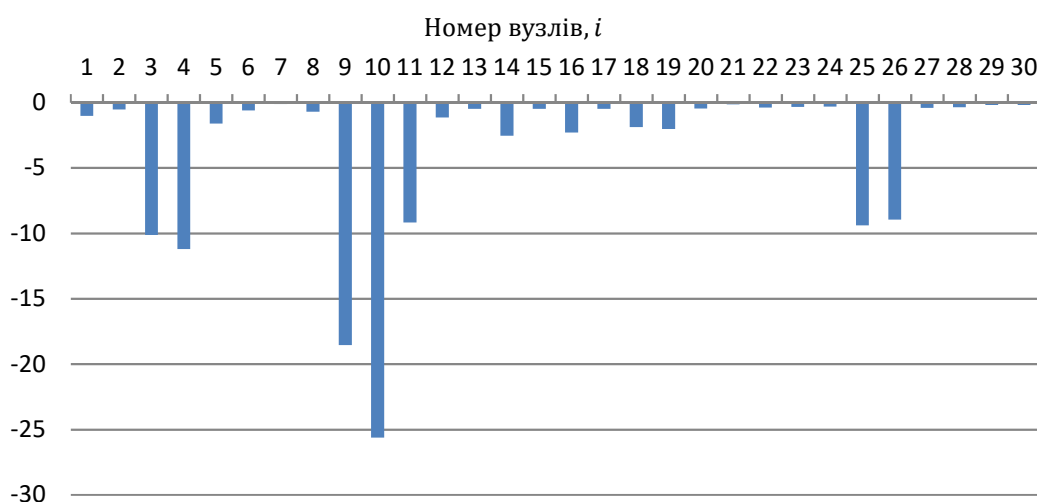


Рисунок 2.7 – Сенсорності вузлів електричної мережі 35 кВ, визначені за методом сальдо-провідностей

Цей метод виявляє найбільш жорсткими вузли 3,4,9,10,11,25,26, а найбільш чутливими – вузли 7,21,22,23,24,27,28,29.

Найбільш чутливі вузли 7,21,22,23,24,27,28,29 належать більш довгим зв'язкам з протяжністю повітряних ліній від 8 до 15 км. Утримання напруги в проміжних пунктах подібних довгих ліній у допустимих межах, як правило, вимагає установки засобів компенсації реактивної потужності [56]. У жорстких вузлах значна ємність

приєднаних гілок сприяє підтримці напруги. У вузлах з найбільш негативною сальдо-провідністю (або що характеризуються найменшими діагональними елементами матриці вузлової провідності) зміна реактивної потужності навантаження на одиницю викликає найменше відхилення модуля напруги.

Формулювання (2.6) відображає фізичний зміст оцінки ступеня жорсткості вузлів на основі методу сальдо-провідностей. Збільшення різниці між власною і сумою взаємних уявних складових матриці вузових провідностей для вузла свідчить про збільшення його жорсткості. У такому випадку зростаючий ємнісний характер ΔB_i приєднаних до вузла гілок сприяє підтримці напруги в цьому i -му вузлі. Протилежна зміна - наближення сальдо-провідності вузла до нуля або індуктивний характер ΔB_i - свідчить про підвищення чутливості вузла і необхідність контролю напруги в ньому для забезпечення вимог щодо відхилення напруги.

2.8 Оцінка ефективності визначення чутливості методами повної та скороченої матриць Якобі методом приростів та сальдо-провідностей

Порівнюючи методики на основі сальдо-провідностей вузлів, метод приростів та альтернативні підходи на основі повної J і скороченої J_R матриць Якобі, результати розрахунків зведемо до табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Порівняння ранжування вузлів за чутливістю, визначеною за допомогою різних методів

№ вуз	Повна матриця Якобі	№ вуз	Скорочена матриця Якобі	№ вуз	Метод приростів	№ вуз	Метод сальдо-провідностей
10	0,00032	10	0,0004	11	0,01625	10	-25,621
9	0,00043	9	0,00054	10	0,01815	9	-18,549
11	0,00082	11	0,00104	9	0,019	11	-9,186
25	0,00092	25	0,00111	8	0,0594	25	-9,404
26	0,00096	26	0,00116	26	0,0642	26	-8,964
4	0,00136	4	0,00094	12	0,0722	4	-11,208

Продовження таблиці 2.5

3	0,00142	3	0,00103	13	0,10163	3	-10,122
14	0,0036	14	0,00404	6	0,11537	14	-2,546
28	0,0175	28	0,02894	24	0,18342	28	-0,356
27	0,01823	27	0,02307	27	0,19807	27	-0,424
20	0,0188	20	0,02187	19	0,20393	20	-0,47
22	0,02204	22	0,02652	18	0,20631	22	-0,38
23	0,0238	23	0,02974	23	0,23825	23	-0,338
24	0,02451	24	0,03179	22	0,2705	24	-0,307
29	0,03301	29	0,05009	7	0,2851	29	-0,203
30	0,03972	30	0,04838	28	0,3434	30	-0,197
21	0,05143	21	0,06384	21	0,41042	21	-0,156
7	0,05904	7	0,07789	29	0,4531	7	-0,124

З результатів розрахунків видно, що кожен з методів дає приблизно однакове ранжування вузлів на «сенсорні» та «жорсткі».

2.9 Визначення комплексного показника напруги, втрат та вартості встановлення джерела відновлювальної енергії

Останнім часом багато авторів вирішували завдання оптимального розміщення і вибору потужності ВДЕ на основі різних показників для мінімізації втрат активної потужності й забезпечення необхідного рівня напруги. У цьому разі, не було враховано загальні експлуатаційні витрати в базовому випадку і після інтеграції РГ в розподільних мережах. Інші дослідники у разі урахування витрат у цільовій функції розглядають тільки витрати на втрати активної потужності та експлуатаційні витрати без урахування вартості обслуговування і експлуатації.

У разі вирішення оптимізаційної задачі важливою частиною роботи є створення цільової функції, яка найкраще відповідатиме рішенням проблеми. У зв'язку з цим, у цій роботі буде проведено дослідження і порівняння нової цільової функції, включаючи втрати активної потужності, відхилення напруги та вартості експлуатації.

Як цільову функцію використано комплексний показник втрат, напруги і чистої приведеної вартості проєкту.

Для оцінки показника економічної ефективності у інвестиційно-інноваційному проєкті ВДЕ враховано такі показники: встановлена потужність ВДЕ ($P_{\text{вст}}$, МВт), коефіцієнт-нетто використання встановленої потужності (k), тариф на електроенергію (C_{ex}), термін реалізації проєкту (T), витрати на експлуатацію та обслуговування ($B_{(e+o)}$), оподаткування доходу від проєкту.

У загальному вигляді чиста приведена вартість проєкту визначається наступною формулою [58]:

$$k_{\text{ПГ}}^{\text{інв}} = -I + \sum_{t=1}^T \frac{Z}{(1 + \rho)^t}$$

де I – сумарні інвестиції в проєкт (€); Z – річний прибуток після оподаткування (€); ρ – норма дисконтування грошових потоків.

Сумарні інвестиції в проєкт складаються з питомих інвестицій в проєкт (IN , €/МВт) та встановленої потужності ($P_{\text{вст}}$) джерела ВДЕ:

$$I = IN \cdot P_{\text{вст}}$$

Річний виробіток електроенергії визначається таким чином, кВт·год:

$$E = 8760 \cdot k \cdot P_{\text{вст}},$$

де k – коефіцієнт-нетто використання встановленої потужності.

Річна виручка від реалізації проєкта (€) складає:

$$B = E \cdot C_{\text{вх}} = 8760 \cdot k \cdot P_{\text{вст}} \cdot C_{\text{вх}},$$

де $C_{\text{вх}}$ – тариф на електроенергію.

Витрати на експлуатацію та обслуговування мережі розраховуються таким чином:

$$B_{(e+o)} = \left(\sum_{t=1}^{T_{\text{пл}}} E^t \right) \cdot K_{\text{ПГ}(e+o)} \cdot \sum_j^N P_{\text{вст}} \cdot T_{\text{Г}},$$

де $K_{\text{ПГ}(e+o)}$ – питомі витрати на експлуатацію та обслуговування джерела ВДЕ.

Річний прибуток від ВДЕ до оподаткування (€):

$$Z = B - B_{(e+o)}.$$

Чистий річний прибуток після оподаткування (€):

$$Z' = Z - g(Z - A),$$

де g – ставка податку на прибуток ВДЕ (%); A – амортизація (€).

При значенні показника $k_{\text{РГ}}^{\text{ІНВ}} = 0$ вкладення в проєкт та отриманий дохід будуть рівними, тобто проєкт буде беззбитковий, але і бездохідний. При збільшенні цього показника буде відповідно зростати прибуток інвестора.

Цільова функція є комплексним показником втрат, напруги та вартості, який визначається наступним чином:

$$Z = \min[f_n(\Delta s) \wedge k_{\text{РГ}}^{\text{ІНВ}}] = \min[\Delta K_{\Delta P(i,j)}^P \times s_{Ui} \times k_{\text{РГ}}^{\text{ІНВ}}]$$

Обмеження, які застосовуються за оптимізації:

1. Напруга в усіх вузлах навантаження має не перевищувати максимальні ($U_{\text{max}}=1,1$ в.о.) та мінімальні значення ($U_{\text{min}}=0,9$ в.о.):

$$U_{\text{min}} \leq U_i \leq U_{\text{max}}.$$

2. Загальна потужність генерації джерела РГ не має перевищувати сумарну активну потужність, яка споживається, з метою запобігання зворотному перетоку активної потужності:

$$\sum_j P_{\text{РГ},j} < P_{\Sigma}.$$

2.10 Метод коефіцієнтів сенсорності для визначення місць підключення розподіленої генерації

Як було зазначено вище, коефіцієнти сенсорності втрат активної потужності використовуються для попереднього відбору вузлів для встановлення РГ. У цьому разі втрати визначаються на ділянці мережі, але в подальшому розрахунку лінія замінюється на вузол, який є найбільш віддаленим від джерела живлення. Далі вузли впорядковуються за зменшенням сенсорності втрат активної потужності.

Для найбільш сенсорних вузлів за втратами активної потужності визначають коефіцієнти сенсорності за напругою – необхідно встановити найбільш жорсткі вузли. Для цього виконуємо ранжування вузлів за збільшенням коефіцієнта сенсорності.

Остаточний вибір стосовно оптимального вузла підключення розподіленої генерації беремо відповідно до найменшого коефіцієнта необхідних інвестицій.

У загальному вигляді розроблений метод коефіцієнтів сенсорності за втратами активної потужності, за відхиленням наруги та коефіцієнтом інвестицій для визначення місць встановлення джерел РГ полягає у виконанні наступних етапів:

1. Для усіх ліній визначаються коефіцієнти сенсорності втрат активної потужності $[(\Delta K_{\Delta P(i,j)}^P)]$.
2. З усіх вузлів обираються ті, для яких значення коефіцієнтів сенсорності втрат – найбільші $[\max(\Delta K_{\Delta P(i,j)}^P)]$.
3. Для вузлів, які визначені у п.2, визначають коефіцієнти сенсорності за напругою $[s_{Ui}]$.
4. Визначають вузли з найменшими коефіцієнтами сенсорності за напругою $[\min(s_{Ui})]$.
5. Розраховують коефіцієнт інвестицій для жорстких вузлів $[k_{\text{РГ}}^{\text{ІНВ}}]$;
6. Формується рішення щодо оптимального вузла РГ, відповідно для яких
$$Z = \min[f_n(\Delta s) \wedge k_{\text{РГ}}^{\text{ІНВ}}] = \min[\Delta K_{\Delta P(i,j)}^P \times s_{Ui} \times k_{\text{РГ}}^{\text{ІНВ}}].$$

2.11 Практичне вирішення задачі пошуку оптимального місця встановлення джерела розподіленої генерації

Моделювання та аналіз запропонованої моделі визначення оптимальної потужності та місця встановлення джерела виконано для тестової електричної мережі IEEE 33, яка складається з 33 вузлів та 32 гілок (рис. 2.8). Робоча напруга на центрі живлення складає 12,66 кВ; сумарна активна та реактивна потужності навантаження складають відповідно 3,715 МВт та 2,3 МВар. Параметри ділянок та навантажень у вузлах тестової мережі приведені у табл. 2.6 та 2.7 відповідно.

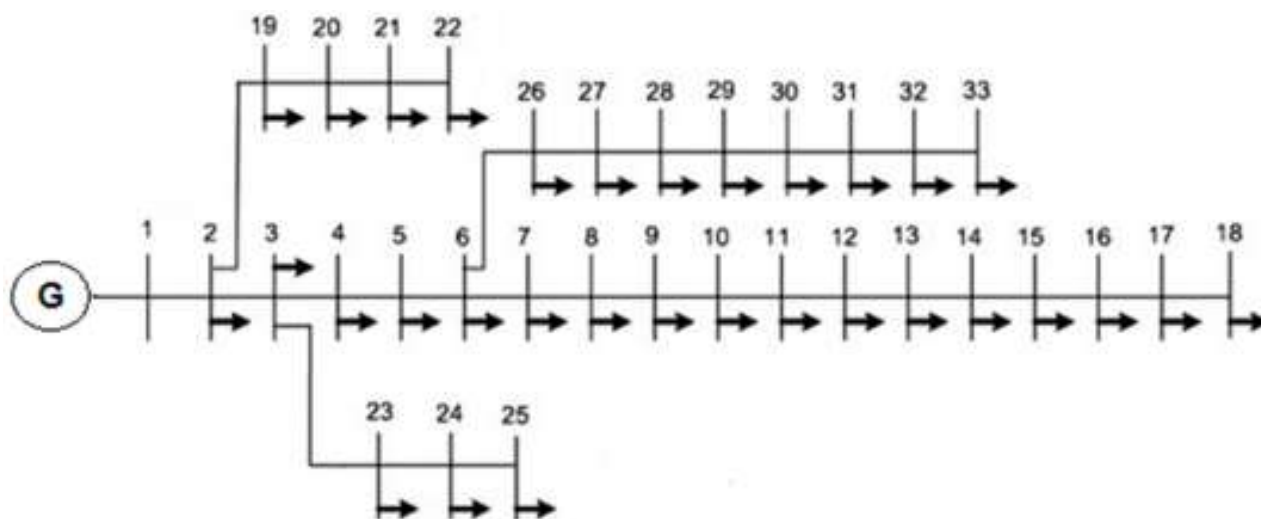


Рисунок 2.8 – Тестова схема електричної мережі IEEE-33

Таблиця 2.6 - Параметри ділянок тестової мережі IEEE-33

Ділянка мережі	Опір, Ом/км	Ділянка мережі	Опір, Ом/км
1-2	$0,0922+j0,047$	17-18	$1,5041+j1,3554$
2-3	$0,366+j0,1864$	2-19	$0,164+j0,1565$
3-4	$0,3811+j0,1941$	19-20	$0,4095+j0,4784$
4-5	$0,819+j0,707$	20-21	$0,7089+j0,9373$
5-6	$0,1872+j0,6188$	21-22	$0,71+j0,947$
6-7	$0,7114+j0,2351$	3-23	$0,4512+j0,3083$
7-8	$1,03+j0,74$	23-24	$0,898+j0,7091$
8-9	$1,044+j0,74$	24-25	$0,896+j0,7011$
9-10	$0,1966+j0,065$	6-26	$0,203+j0,1034$
10-11	$0,3744+j0,1238,$	26-27	$0,2842+j0,1447$
11-12	$1,468+j1,155$	27-28	$1,059+j0,9337$
12-13	$0,5416+j0,7129$	28-29	$0,8042+j0,7006$
13-14	$0,591+j0,526$	29-30	$0,5075+j0,2585$
14-15	$0,7463+j0,545$	30-31	$0,9744+j0,9630$
15-16	$1,289+j1,721$	31-32	$0,3105+j0,3619$
16-17	$0,732+j0,574$	32-33	$0,3410+j0,5302$

Таблиця 2.7 - Навантаження вузлів тестової мережі IEEE-33

№ пункту	Активне навантаження, кВт	Реактивне навантаження, кВар	№ пункту	Активне навантаження, кВт	Реактивне навантаження, кВар
2	90	40	18	90	40
3	120	80	19	90	40
4	60	30	20	90	40
5	60	20	21	90	40
6	200	100	22	90	50
7	200	100	23	420	200
8	60	20	24	420	200
9	60	20	25	60	25
10	45	30	26	60	25
11	60	35	27	60	20
12	60	35	28	120	70
13	120	80	29	200	600
14	60	10	30	150	70
15	60	20	31	210	100
16	60	20	32	60	40
17	90	40	33	70	50

Проведено розрахунок параметрів усталеного режиму роботи мережі, а також розраховано режимні параметри даної мережі за наявності в ній джерела відновлювальної енергії у вузлі №14. На рис.2.9 представлено режим напруги мережі без та з джерелом ВДЕ.

Як видно з рис. 2.9 у тестовій мережі спостерігається знижене значення напруги у вузлах 14, 15,16,17,18. Після встановлення джерела ВДЕ режим напруги покращився, але все ж значення напруги у деяких вузлах знаходяться нижче мінімального значення 0,95 в.о.

З метою покращення режиму напруги, а також для вирівнювання профілю добової напруги пропонується введення джерела невідновлювальної потужності, місце та потужність якого розраховано відповідно до наведеної методики.

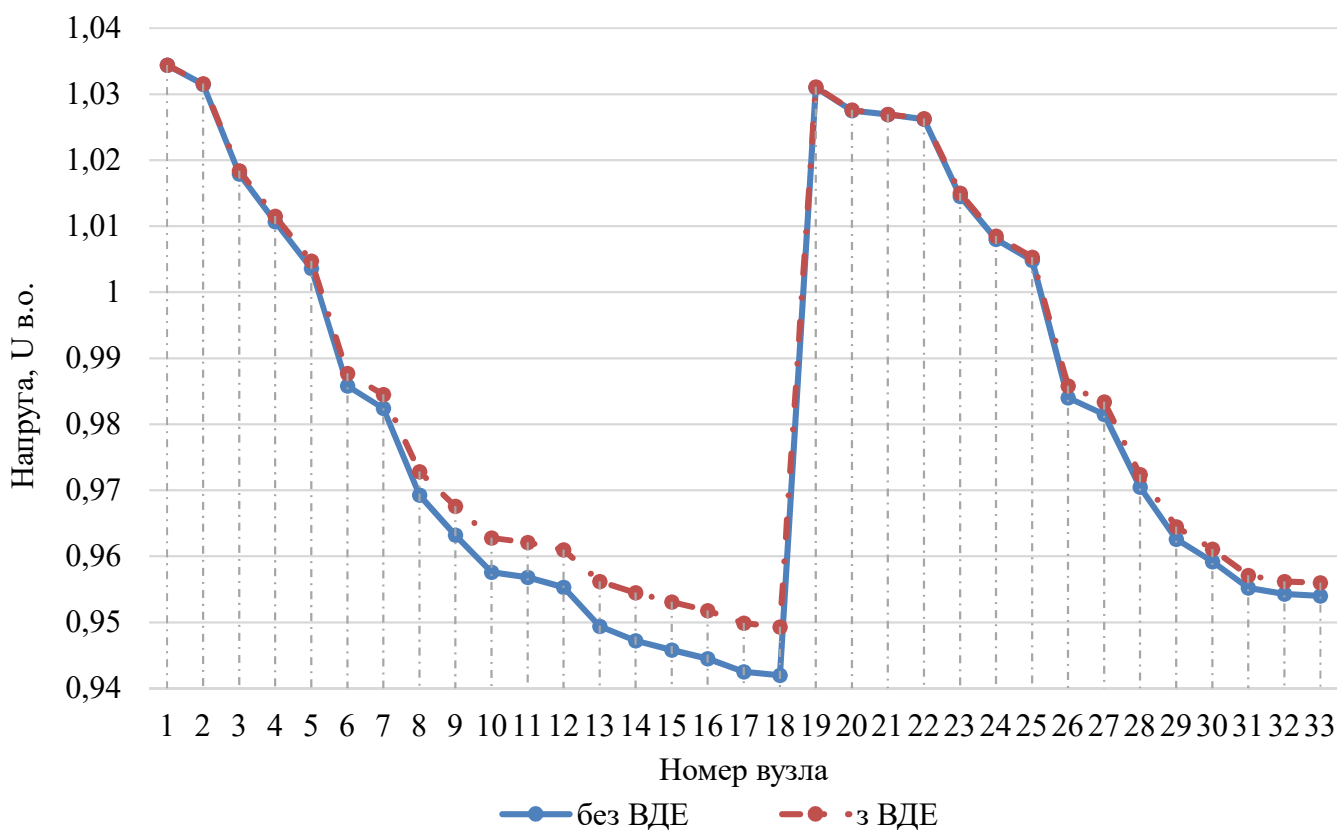


Рисунок 2.9 – Напруга у вузлах електричної мережі IEEE-33 до / та після встановлення джерела ВДЕ

Для тестової схеми електричної мережі були визначенні індекси втрат активної потужності за ділянками мережі та індекси відхилення напруги у вузлах. Результати представлені у табл.2.8.

Відповідно до наведених значень у табл. 2.8 жорсткими вузлами тестової мережі IEEE 33 є вузли №32; 11;16; 15 та 26. Саме вони будуть використовуватись для подальшого розрахунку.

У таблиці 2.9 нпоказано оптимальну потужність джерела енергії у жорстких вузлах відповідно до формул (2.1) та (2.2).

На рис. 2.10 представлено значення напруги у вузлах тестової мережі після встановлення джерел потужності у жорсткі вузли з розрахунковою оптимальною потужністю.

Таблиця 2.8 - Значення індексів втрат активної потужності та індексів відхилення напруги у вузлах

Вузол	Коефіцієнт чутливості втрат активної потужності	Коефіцієнт сенсорності по напрузі
6	0,022	0,007
15	0,021	0,009
3	0,019	0,009
4	0,010	0,013
10	0,009	0,015
27	0,008	0,012
29	0,008	0,021
31	0,006	0,014
23	0,005	0,017
20	0,005	0,018
2	0,004	0,003
14	0,003	0,017
12	0,003	0,025
7	0,003	0,016
26	0,002	0,008
5	0,001	0,019

Таблиця 2.9 – Розрахункова оптимальна потужність у жорстких вузлах

Вузол №	Активна потужність, кВт	Реактивна потужність, кВар
6	0,305	0,079
15	0,25	0,12
3	0,324	0,206
10	0,128	0,039
4	0,277	0,162
27	0,354	0,226

Остаточне вирішення щодо місця встановлення потужності отримаємо після розрахунку інвестиційно-інноваційних вкладень в проєкт ВДЕ.

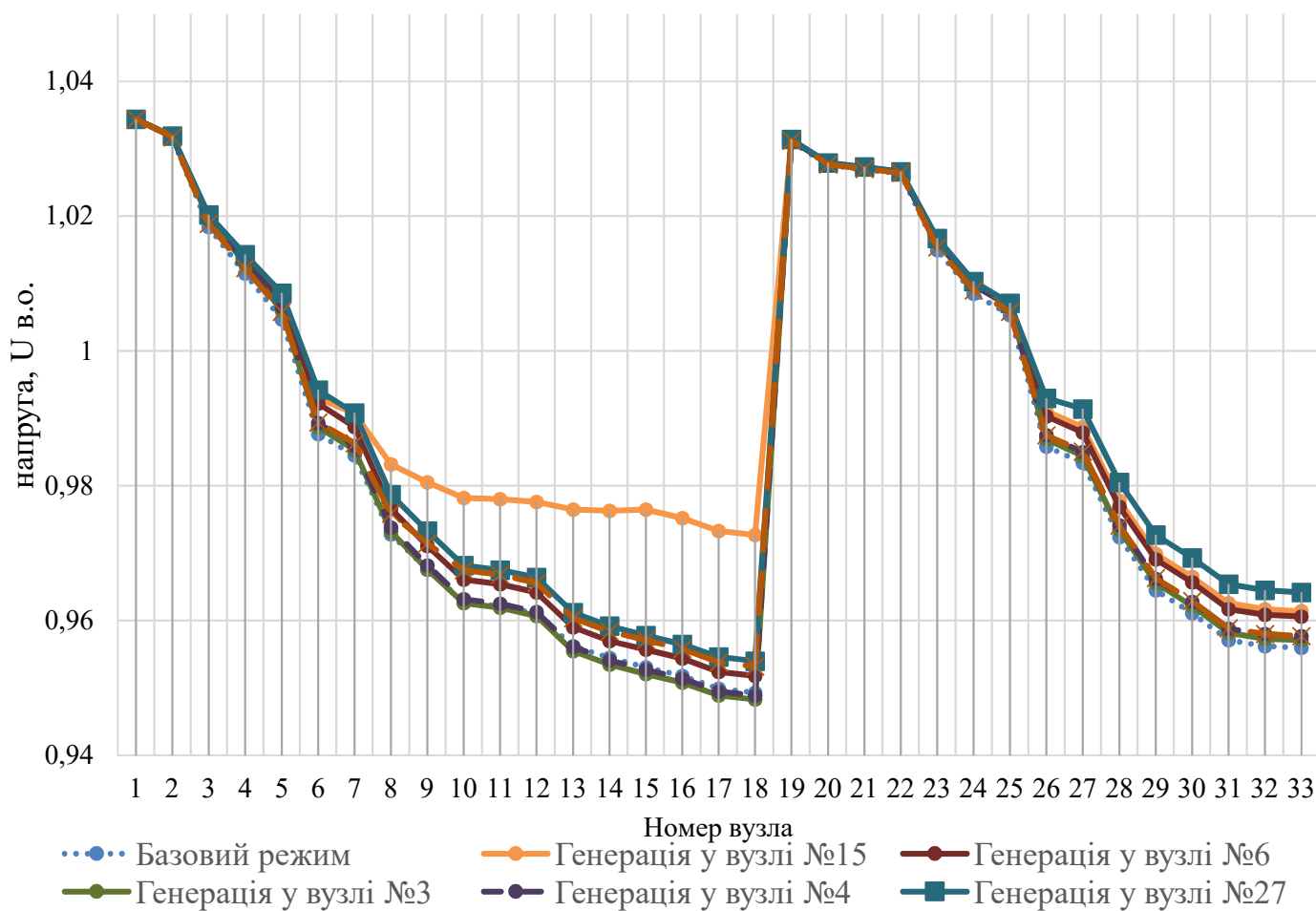


Рис. 2.10 – Напруга у вузлах після встановлення джерел потужності

Висновки по 2 розділу

Установлено, що до введення в енерговузол розподіленої генерації спонукає об'єктивна практична необхідність в оптимізації режимів роботи електричних мереж, зміна принципів розбудови електричних мереж за рівнями напруги та видами виконання, необхідність врахування регіональних особливостей розташування джерел розподіленої генерації для забезпечення ефективного керування та інноваційного розвитку електричних мереж.

Зростання частки потужності розподіленої генерації створює необхідність проведення комплексу досліджень, пов'язаних з оцінкою їхнього впливу на енергосистему. Застосування розподіленої генерації має відбуватись без погіршення показників якості електричної енергії та ефективності електропостачання споживачів

Запропоновано підхід до визначення вузлів встановлення джерел сонячної та вітрової генерації на основі спільного застосування коефіцієнтів чутливості втрат та чутливості напруг вузлів.

Визначення та аналіз сенсорності вузлів за допомогою сальдо-провідностей вузлів, методу приростів та альтернативного підходу на основі повної J та скороченої J_R матриць Якобі, дає змогу виконати ранжування вузлів за сенсорністю.

Підходи до розрахунку показників чутливості напруг необхідно розділяти за трьома групами точності вихідних даних: оціночного, уточненого і випробувального рівнів.

Обчислення елементів матриці Якобі – частинних похідних від функцій небалансів активної і реактивної потужностей у вузлах є досить трудомістким, але в той же час є більш точним методом.

Оцінювальний підхід реалізується до розрахунків режимів ЕЕС і базується на узагальнених показниках системи електропостачання – для його реалізації використовується матриця вузлових провідностей. Достовірність методу сальдо-провідностей заснована на тому, що показник чутливості напруг вузлів з достатньою для оціночних розрахунків точністю характеризується інваріантною складовою чутливості (яка визначається на основі матриці вузлової провідності) в режимах. Тобто методи на основі елементів матриці вузлової провідності є оціночними і призначені для оцінки властивостей мережі до розрахунку усталеного режиму електричної мережі. Вони призначені не для отримання точного ранжування вузлів за ступенем чутливості, а виявлення крайових, найбільш жорстких і найбільш чутливих вузлів в умовах слабкої нелінійності рівнянь усталеного режиму.

З наведених методів визначення сенсорності вузлів метод приростів є найпростішим у реалізації та ефективним у порівнянні з методами сингулярного розкладання оберненої матриці Якобі (повної або скороченої) та сальдо-провідностей, а також може застосовуватись як експрес-методика визначення сенсорних вузлів у разі введення розподіленої генерації.

Розроблена цільова функція (Z) є комплексним показником сенсорності втрат активної потужності, напруги та інвестиційно-інноваційних вкладень за введення розподіленої генерації.

Розроблено метод комплексного оцінювання чутливості вузлів електричної мережі для визначення оптимального вузла встановлення сонячної та вітрової генерації на основі спільного використання ранжування вузлів мережі за коефіцієнтами розподілу втрат потужності та чутливості до коливань напруги з урахуванням інвестиційно-інноваційних вкладень, що в порівнянні з існуючими методами, в яких лише один із показників чутливості використовується як додатковий критерій оптимальності, дає змогу без додаткових засобів компенсації реактивної потужності забезпечити дотримання рівнів напруги у вузлах в нормованому діапазоні та зменшити втрати потужності в мережі.

У загальному вигляді розроблений метод комплексного оцінювання чутливості вузлів електричної мережі полягає у наступному:

1. Для усіх ліній визначаються коефіцієнти сенсорності втрат активної потужності $[(\Delta K_{\Delta P(i,j)}^P)]$.
2. З усіх вузлів обираються ті, для яких значення коефіцієнтів сенсорності втрат - найбільші $[\max (\Delta K_{\Delta P(i,j)}^P)]$.
3. Для вузлів, які визначені у п.2, визначають коефіцієнти сенсорності за напругою $[s_{Ui}]$.
4. Визначають вузли з найменшими коефіцієнтами сенсорності за напругою $[\min(s_{Ui})]$.
5. Розраховують коефіцієнт інвестиційно-інноваційних вкладень для жорстких вузлів $[k_{PG}^{iHB}]$.

6. Формується рішення щодо оптимального вузла РГ відповідно для яких

$$Z = \min[f_n(\Delta s) \wedge k_{PG}^{iHB}] = \min[\Delta K_{\Delta P(i,j)}^P \times s_{Ui} \times k_{PG}^{iHB}].$$

Математична модель запропонованого методу на тестовій мережі підтвердила оптимальність визначення місця підключення джерела розподіленої генерації та значення її потужності.

РОЗДІЛ 3 МЕТОД УНІВЕРСАЛЬНОГО КОЕФІЦІЄНТА ВИГІДНОСТІ ГЕНЕРАЦІЇ ДЛЯ ПОШУКУ ОПТИМАЛЬНОГО МІСЦЯ ВСТАНОВЛЕННЯ ДЖЕРЕЛА СОНЯЧНОЇ ТА ВІТРОВОЇ ГЕНЕРАЦІЇ

В енергосистемах передових країн приділяється значна увага розв'язанню задачі оптимального підключення джерел РГ, але, незважаючи на величезну кількість досліджень у цій сфері, ця задача не є повністю вирішеною навіть у розвинених країнах.

Для визначення оптимального місця встановлення РГ було виконано моделювання та аналіз режимних параметрів тестових мереж в програмному середовищі Power Factory — програмне забезпечення нового покоління призначене для аналізу електричних систем. Позитивними перевагами цього продукту є підвищена стабільність обчислень, розвинений графічний інтерфейс, надійна об'єктоорієнтована база даних. Все це підвищило ефективність аналізу схеми та великої кількості наших розрахунків.

Головним критерієм для визначення цільової функції для математичної моделі вибору оптимального місця і потужності генерації намічено зменшення втрат в мережі за введення генерації в той чи інший пункт.

У ході виконання аналізу прийнято такі коефіцієнти генерації для визначення оптимального значення потужності генерації:

$$1. \quad G_i = \frac{\Delta S_i \cdot (S_{Hi} - S_{Gi})}{S_{Gi}^2}; \quad (3.1)$$

$$2. \quad G_i = \frac{\Delta S_i}{\sqrt{S_{Gi} \cdot S_{Hi}}}; \quad (3.2)$$

$$3. \quad G_i = \frac{\Delta S_i^2 \cdot \sqrt{S_{Hi} - S_{Gi}}}{n_{Ti} \cdot S_{Ti}}. \quad (3.3)$$

Математичним моделюванням встановлено такі недоліки коефіцієнта генерації визначеного за формулою (3.1): широкий діапазон потужності генерації. Через те що значення потужності генерації стоїть у знаменнику і в квадраті, коефіцієнт має велику розбіжність, яка не дає нам змоги обрати місце встановлення генерації. Такий

коефіцієнт не реагує на вузли з оптимальним варіантом генерування. Тому аналіз цього коефіцієнта показав, що він працює неадекватно.

Коефіцієнт генерації за формулою (3.2) не має квадратичної залежності від потужності генерації, а отже розбіжність менша. Але аналіз режимних параметрів не довів коректну роботу цього коефіцієнта. Оскільки виходячи з логіки принципу побудови цих коефіцієнтів, останній має якоюсь мірою виражати оптимальність обраного варіанту в порівнянні з іншими. В цьому випадку, підставляючи в розрахункову формулу значення втрат в мережі, за усталеного режиму, не приносить результатів. Адже для кожного варіанта значення втрат буде одне й те саме. А оптимальність варіанта буде визначатись тільки потужністю генерації і навантаження у вузлі.

Правильність коефіцієнта за формулою (3.3) не була доведена відповідно до режимних параметрів. У цьому коефіцієнті були спроби пов'язати в одну залежність потужність генерації, навантаження пункту і номінальну потужність пункту. Непрацездатність цього коефіцієнта пов'язана з обмеженням максимальної потужності генерації, рівної навантаженням у вузлі. Оскільки у разі генерації, більший, ніж номінальна потужність навантаження у вузлі, під знаком кореня буде від'ємне число, що в свою чергу дає комплексні результати, які не піддавалися аналізу.

Аналіз та зіставлення з режимними параметрами показав неправильну роботу вище наведених коефіцієнтів. Для знаходження УКГ було вирішено знайти такий коефіцієнт, щоб не доводилось проводити розрахунок режимів електричної мережі. Тому було проведено дослідження впливу встановлення відновлювальних джерел енергії на елементи в мережі, щоб знайти наближений метод, який буде вказувати в який з пунктів потрібно вводити генерацію.

Для дослідження мережі були обрані такі показники:

- втрати активної енергії в мережі за введення потужності генерації;
- втрати реактивної енергії в мережі за введення потужності генерації;
- модуль напруги у вузлі введення генерації;
- коефіцієнт завантаження силових трансформаторів на підстанції вузла.

З логічних міркувань було обрано крок зміни генерації між дослідями 1 МВт. Таке рішення забезпечило достатньою кількістю отриманих даних для аналізу за найкоротші терміни.

3.1 Аналіз втрат активної та реактивної потужностей від коефіцієнта завантаження трансформаторів

Для моделювання електричної мережі в програмному середовищі Power Factory було проведено низка підготовчих етапів. ВУпрограмній оболонці були створені моделі ліній з обраними типами проводів, змодельовані вузлові підстанції, шини вищої напруги (ВН), шини середньої напруги (СН), шини низької напруги (НН), три обмоткові трансформатори ТРДН-10000/110, ТРДН-16000/110, ТРДН-25000/110. Введення потужності генерації СЕС відбувалося на шини НН. Оскільки такий варіант забезпечує високу точність моделі та вірність розрахунків. Адже трансформатори в РЕМ 110 кВ є одними з основних елементів, в яких проходять фізичні процеси, які значною мірою впливають на втрати потужності в мережі. А головною метою цього аналізу є розробка методу визначення оптимального варіанту генерації, при якому будуть найменші втрати в мережі.

Аналіз результатів дослідження показав різко виражену залежність втрат активної і реактивної потужностей від коефіцієнта завантаження трансформаторів (рис.3.1).

Аналіз графіка залежності активних втрат потужності в мережі від коефіцієнту завантаження трансформаторів показав, що залежність нелінійна. Для кожного пункту у разі одного коефіцієнта завантаження активні втрати мають різне значення. Тому визначити оптимальний варіант генерації з такого дослідю не можливо.

Також було побудовано графік залежності реактивних втрат потужності в мережі від коефіцієнта завантаження (рис. 3.2). Можна зробити такі висновки. По-перше, чим менший коефіцієнт завантаження трансформаторів, тим менші реактивні втрати. По-друге, залежність $\Delta Q = f(K_{зав})$ зростає швидше, ніж $\Delta P = f(K_{зав})$.

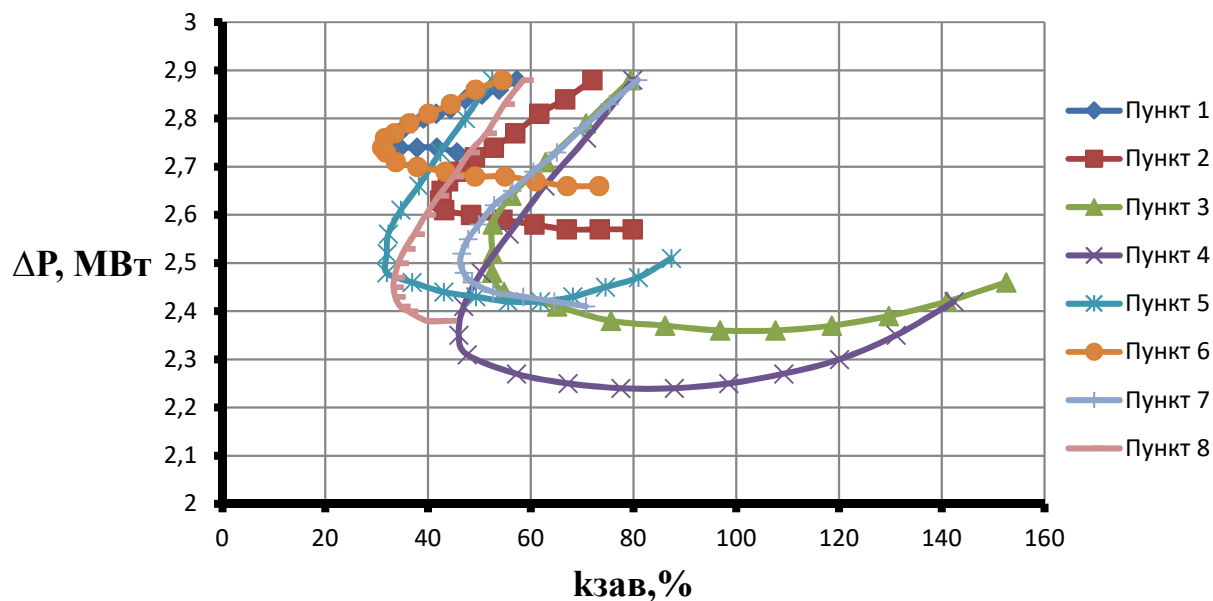


Рисунок 3.1 — Графік залежності втрат активної потужності від коефіцієнта завантаження трансформаторів у разі введення генерації

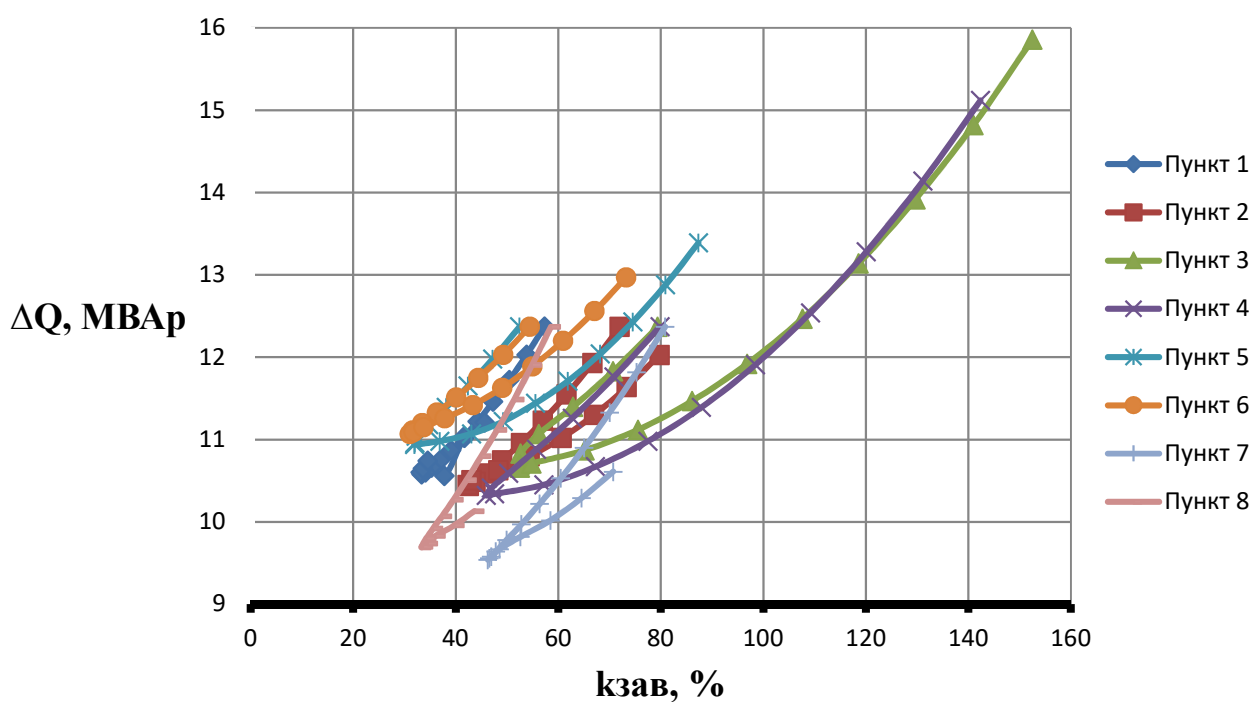


Рисунок 3.2 — Графік залежності втрат реактивної потужності від коефіцієнта завантаження трансформаторів у разі введення генерації

Оскільки залежності втрат активної і реактивної потужностей мають досить різні характеристики, необхідно побудувати залежність сумарних втрат від коефіцієнта завантаження трансформаторів (рис. 3.3.)

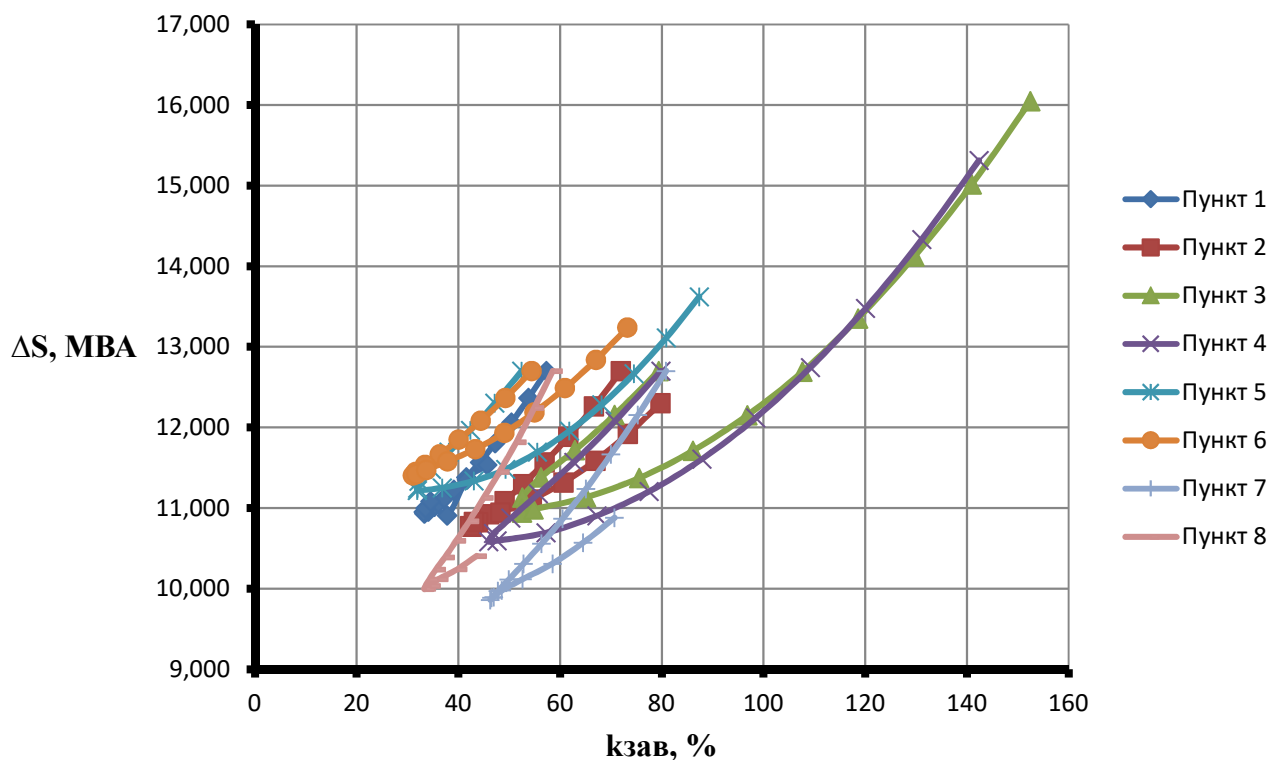


Рисунок 3.3 — Графік залежності втрат потужності від коефіцієнта завантаження трансформаторів у разі введення генерації

Аналіз цієї залежності (рис. 3.3) показав чітку залежність сумарних втрат у мережі від коефіцієнта завантаження трансформаторів. Найменші втрати в мережі спостерігаються за найменших завантажень силових трансформаторів.

Виходячи з особливостей роботи електроустановок у разі введення генерації, реактивні втрати в силових трансформаторах нелінійно залежать від величини генерації. У разі підключення генерації на шини НН ця потужність покриває навантаження обмотки НН силового трансформатора. А отже, складові активних та реактивних втрат потужності в трансформаторах зменшуються. У випадку значення потужності СЕС рівною навантаженню на обмотках СН та НН, втрати в трансформаторі зменшуються, оскільки не має потреби завантажувати обмотку ВН

активною потужністю споживачів на шинах НН і СН. Однак по обмотці ВН протікає реактивна потужність, яку СЕС не здатні покривати через свої технічні параметри. У разі перевищення потужності генерації СЕС сумарної активної потужності споживачів, активна потужність генерується у зовнішню мережу, чим спричинює зростання навантажувальних втрат в трансформаторах (рис. 3.4).

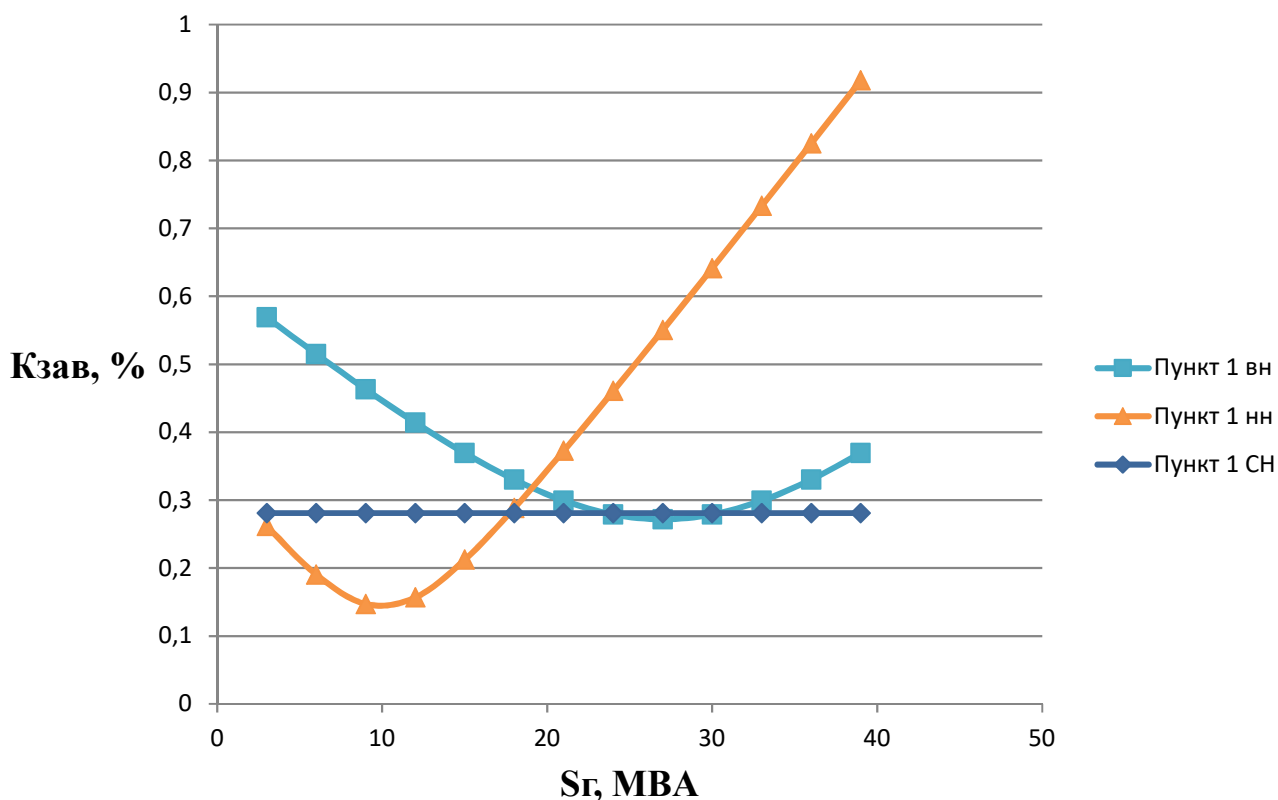


Рисунок 3.4 — Залежність коефіцієнта завантаження від потужності встановленої генерації

Виходячи із сказаного, розроблено коефіцієнт генерації:

$$G_i = \frac{\sqrt{(P_{hi} - P_G)^2 + (Q_{hi} - Q_G)^2}}{n_T \cdot S_{Ti}}, \quad (3.4)$$

де P_{hi}, Q_{hi} — активна і реактивна потужності навантаження i -того пункту відповідно; P_G, Q_G — активна і реактивна потужності введеної генерації в i -тий пункт відповідно; n_T — кількість трансформаторів; S_{Ti} — потужність трансформаторів.

У разі розрахунку районної мережі було обрано трансформатори таких типів: ТДТН 10000/110, ТДТН 16000/110 та ТДТН 16000/110. Це зумовило поставити обмеження у виборі потужності генерації, адже за введення генерації, більшої за потужність трансформатора, спостерігалось високе завантаження трансформатора та збільшення втрат потужності в мережі. А також за виникненні аварійного режиму трансформатор буде не спроможний передати задану потужність споживання без порушення вимог правил технічної експлуатації. Отже, вводимо обмеження:

$$S_{г.мах} = 1,4 \cdot S_{т.мах} ,$$

де $S_{г.мах}$ — максимальна потужність генерації, яку можна вводити в мережу, $S_{т.мах}$ — максимальна потужність трансформатора в мережі.

Для районної електричної мережі приймаємо $S_{г.мах} = 32$ МВА.

Було розраховано наведений коефіцієнт для кожного пункту та для кожної потужності генерації. В кожний пункт було введено генерацію від 1 до 32 МВА з кроком в 2 МВА. Отримані значення ми звели в табл. 3.1.

Синім виділено найменший варіант за втратами в мережі. Зеленим — оптимальний варіант, який розраховано за коефіцієнтом вигідності.

Відповідно до нього потрібно було б обрати місце встановлення генерації — 6 пункт з генерацією 14 МВА.

Зіставлення обраного місця та потужності з таблицею втрат потужності в мережі показало, що це буде неоптимальне місце введення генерації, бо втрати в даному пункті з такою генерацією не найменші в мережі.

Це пояснюється тим, що за незавантажених ліній виникають значні реактивні втрати, тому коефіцієнт G_i вказує некоректно.

Отримані результати показують, що необхідно провести подальше дослідження мережі. Тому було зроблено висновок, що втрати в мережі мають сильну залежність не тільки від втрат в трансформаторах, а і від втрат у лініях електропередавання.

Таблиця 3.1 — Значення коефіцієнта K_{ei} для вибору місця генерації

S _г , МВА	Пункт 1	Пункт 2	Пункт 3	Пункт 4	Пункт 5	Пункт 6	Пункт 7	Пункт 8
2	0,9397	0,9273	0,8934	0,8916	0,9138	0,9046	0,9334	0,9389
4	0,8816	0,8580	0,7956	0,7919	0,8329	0,8152	0,8695	0,8800
6	0,8261	0,7932	0,7103	0,7047	0,7588	0,7341	0,8090	0,8237
8	0,7739	0,7338	0,6424	0,6352	0,6940	0,6641	0,7526	0,7706
10	0,7256	0,6814	0,5981	0,5895	0,6410	0,6092	0,7014	0,7214
12	0,6821	0,6376	0,5825	0,5735	0,6031	0,5738	0,6565	0,6770
14	0,6443	0,6044	0,5981	0,5895	0,5833	0,5615	0,6193	0,6384
16	0,6133	0,5836	0,6424	0,6352	0,5833	0,5738	0,5913	0,6067
18	0,5901	0,5765	0,7103	0,7047	0,6031	0,6092	0,5739	0,5830
20	0,5758	0,5836	0,7956	0,7919	0,6410	0,6641	0,5679	0,5683
22	0,5710	0,6044	0,8934	0,8916	0,6940	0,7341	0,5739	0,5633
24	0,5758	0,6376	1,0000	1,0000	0,7588	0,8152	0,5913	0,5683
26	0,5901	0,6814	1,1129	1,1146	0,8329	0,9046	0,6193	0,5830
28	0,6133	0,7338	1,2304	1,2337	0,9138	1,0000	0,6565	0,6067
30	0,6443	0,7932	1,3512	1,3561	1,0000	1,0998	0,7014	0,6384
32	0,6821	0,8580	1,4746	1,4809	1,0902	1,2030	0,7526	0,6770
min	0,5710	0,5765	0,5825	0,5735	0,5833	0,5615	0,5679	0,5633
min2	0,5615							

3.2 Аналіз втрат активної та реактивної потужностей лінії електропередавання

У разі роботи лінії в режимі навантаження в ній виникають втрати на індуктивних і активних опорах. Внаслідок введення генерації в мережу лінія від БП до пункту з СЕС починає розвантажуватись. Тому необхідно в коефіцієнті врахувати лінії електропередавання, які живлять цей вузол.

Якщо співставити активну і реактивну складові втрат потужності можна помітити, що реактивна складова в рази більша за активну. В результаті проведення великої кількості дослідів у Power Factory виявлено, що за введення деяких спрощень і особливостей моделювання в даному програмному забезпеченні було виявлено, що реактивна складова втрат потужності має такі складові:

$$\Delta Q = \Delta Q_{\text{л}} + \Delta Q_{\text{т}} - \Delta Q_{\text{зар}},$$

де $\Delta Q_{\text{л}}$ — реактивні втрати в лінії; $\Delta Q_{\text{т}}$ — реактивні втрати в трансформаторах; $\Delta Q_{\text{зар}}$ — зарядна потужність мережі.

Оскільки, зарядна потужність в мережі в усталеному режимі квазістаціонарна і для цієї електричної мережі дорівнює 5,22 МВАр, а втрати в трансформаторах різко залежать від їх коефіцієнта завантаження, що розглядалося раніше, тому ще однією з важливих складових є втрати в лінії (рис.3.5). Зі зменшенням струму квадратично змінюються і реактивні втрати в мережі в індуктивних опорах ліній. Було виявлено твердження, що чим більша довжина лінії від БП до пункту введення генерації, тим менші сумарні втрати реактивної потужності в індуктивних опорах лінії.

Отже, з ряду дослідів та аналізу моделі в Power Factory зроблено висновок, що реактивні втрати в лінії швидше спадають, ніж реактивні втрати трансформаторів зростають. Це в черговий раз підтверджує, що попередня формула (3.4) працює некоректно.

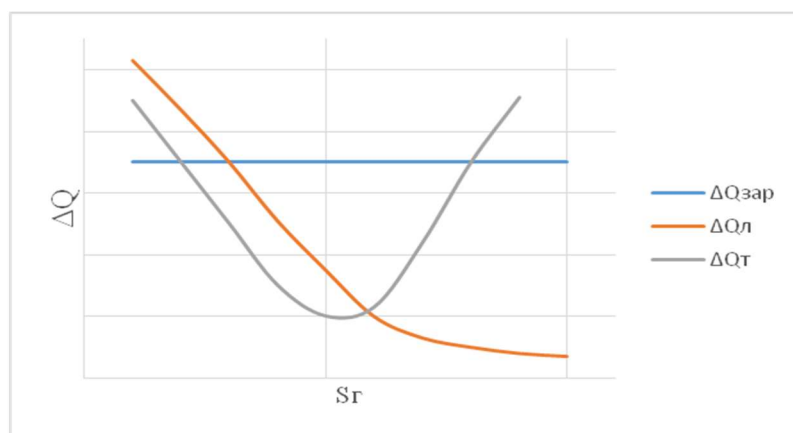


Рисунок 3.5 — Схематичне зображення залежності складових реактивної втрати потужності від потужності встановленої генерації

Враховуючи цей висновок було розглянуто варіанти більш точних коефіцієнтів, які будуть зв'язувати головні залежності у втратах потужності мережі.

Був введений коефіцієнт генерації, який буде враховувати вплив генерації СЕС на сумарні реактивні втрати в мережі.

Поміж всіх розглянутих варіантів, був прийнятий наступний коефіцієнт:

$$G_i = \frac{\sqrt{(P_{hi} - P_r)^2 + (Q_{hi} - Q_r)^2}}{n_t \cdot S_{ti}} + \frac{\Sigma l_k}{l_{oi}} + \frac{S_{леpi}}{\Sigma S_k}, \quad 3.5$$

де $\Sigma S_{леpi} = \sqrt{((P_{0j} + P_{hi}) - P_r)^2 + ((Q_{0j} + Q_{hi}) - Q_r)^2}$, P_{0j}, Q_{0j} — активна і реактивна потужності гілки, по якій живиться i -тий пункт (j -тий пункт найближчий пункт до БП, який знаходиться на коротшому шляху до i -того пункту); P_{hi}, Q_{hi} — активна і реактивна потужності навантаження i -того пункту відповідно; P_r, Q_r — активна і реактивна потужності введеної генерації в i -тий пункт відповідно; n_t — кількість трансформаторів; S_{ti} — потужність трансформаторів; Σl_k — сумарна довжина ліній контура, в якому знаходиться i -тий пункт; l_{oi} — найкоротша довжина лінії від БП до i -того пункту; ΣS_k — сумарна потужність контура, в якому знаходиться i -тий пункт.

Алгоритм методу знаходження оптимального місця встановлення генерації:

1. Розрахунок коефіцієнта G_i (3.5) для кожного пункту та можливої потужності генерації.
2. Для кожного пункту знаходиться менше значення коефіцієнта.
3. З ряду менших значень коефіцієнтів знаходиться одне найменше значення. Відповідно до нього обираються з таблиці пункт та потужність встановленої генерації.

3.3 Апробація методу універсального коефіцієнту генерації

Для такої мережі був розрахований наведений коефіцієнт, який буде вказувати оптимальне місце встановлення генерації для проекрованої електричної мережі.

Отримані значення коефіцієнтів наведено в табл. 3.2.

Розрахувавши вказаний коефіцієнт було обрано три варіанти оптимального встановлення генерації: пункт 4 з потужністю генерації 14 МВА, пункт 7 – 22 МВА або пункт 3 – 14 МВА. Аналіз цих варіантів з таблицею втрат потужності показав, що дані варіанти мають одні з нижчих значень втрат потужності в даній схемі. Саме тому вважатимемо наведений коефіцієнт генерації (3.5) вірним, для даної мережі дослідження.

Таблиця 3.2 — Значення коефіцієнта G_i в проєктованій ЕМ

Ст, МВА	Пункт 1	Пункт 2	Пункт 3	Пункт 4	Пункт 5	Пункт 6	Пункт 7	Пункт 8
2	11,9178	8,6884	4,6318	3,2023	4,5857	6,5357	4,4676	6,2821
4	11,8707	8,6193	4,5384	3,1068	4,5220	6,4731	4,4036	6,2347
6	11,8253	8,5536	4,4547	3,0210	4,4640	6,4150	4,3423	6,1890
8	11,7818	8,4922	4,3844	2,9487	4,4133	6,3632	4,2845	6,1451
10	11,7406	8,4359	4,3319	2,8946	4,3718	6,3197	4,2309	6,1036
12	11,7021	8,3861	4,3012	2,8630	4,3412	6,2869	4,1824	6,0648
14	11,6670	8,3440	4,2941	2,8558	4,3227	6,2666	4,1401	6,0294
16	11,6358	8,3109	4,3089	2,8713	4,3162	6,2598	4,1051	5,9978
18	11,6091	8,2879	4,3417	2,9056	4,3207	6,2658	4,0786	5,9708
20	11,5873	8,2753	4,3882	2,9541	4,3347	6,2825	4,0612	5,9489
22	11,5710	8,2728	4,4446	3,0132	4,3564	6,3077	4,0532	5,9325
24	11,5602	8,2794	4,5085	3,0805	4,3842	6,3394	4,0545	5,9217
26	11,5548	8,2941	4,5779	3,1542	4,4168	6,3762	4,0642	5,9164
28	11,5545	8,3156	4,6517	3,2332	4,4535	6,4167	4,0815	5,9162
30	11,5587	8,3427	4,7291	3,3168	4,4936	6,4604	4,1053	5,9208
32	11,5671	8,3745	4,8094	3,4046	4,5365	6,5066	4,1345	5,9294
min	11,5545	8,2728	4,2941	2,8558	4,3162	6,2598	4,0532	5,9162
min 2	2,8558							

Для підтвердження результатів проведемо аналогічні розрахунки для іншої мережі (рис. 3.6). Для перевірки було обрано РЕМ номінальною напругою 110 кВ.

Результати розрахунку коефіцієнта вигідності за формулою (3.4) наведено в табл. 3.3.

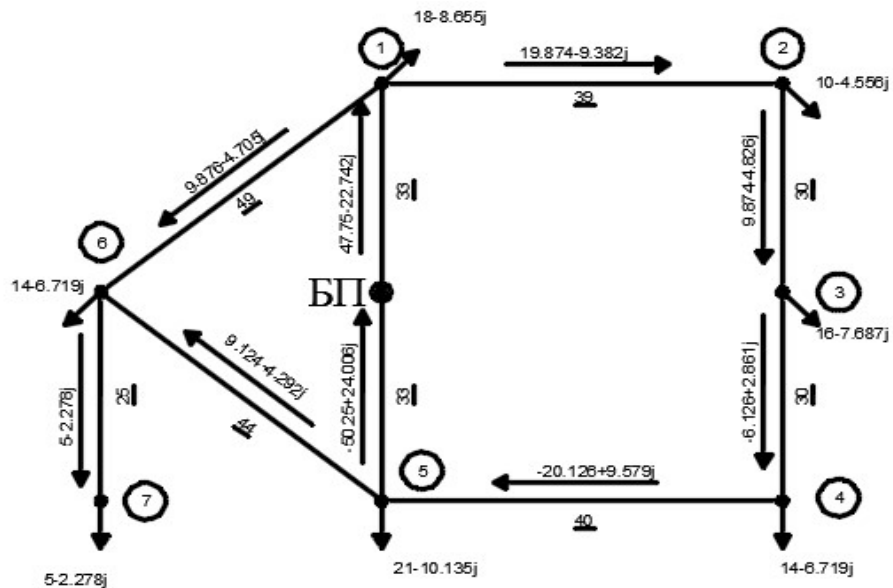


Рисунок 3.6 —Схема тестової районної електричної мережі 110 кВ

З аналізу коефіцієнта генерації випливає, що найвигіднішим варіантом встановлення генерації СЕС буде 4-й пункт з потужністю генерації 14 МВт. Але, порівнюючи цей результат, отримаємо значення втрат в пункті 4 при даній генерації 2,829 МВА. А найменші втрати в мережі спостерігаються в пункті 3 при генерації в 22 МВт.

Таблиця 3.3 — Значення коефіцієнта G_i (3.4) у перевірочній ЕМ

Сг, МВА	Пункт 1	Пункт 2	Пункт 3	Пункт 4	Пункт 5	Пункт 6
1	2	3	4	5	6	7
2	0,9110	0,9110	0,8998	0,8855	0,9234	0,9149
4	0,8245	0,8245	0,8030	0,7756	0,8486	0,8321
6	0,7414	0,7414	0,7108	0,6723	0,7760	0,7521
8	0,6630	0,6630	0,6253	0,5795	0,7065	0,6760
10	0,5912	0,5912	0,5498	0,5028	0,6409	0,6054
12	0,5286	0,5286	0,4887	0,4505	0,5805	0,5423
14	0,4790	0,4790	0,4480	0,4317	0,5273	0,4897
16	0,4465	0,4465	0,4336	0,4505	0,4836	0,4512
18	0,4352	0,4352	0,4480	0,5028	0,4521	0,4307
20	0,4465	0,4465	0,4887	0,5795	0,4355	0,4307

Продовження таблиці 3.3

22	0,4790	0,4790	0,5498	0,6723	0,4355	0,4512
24	0,5286	0,5286	0,6253	0,7756	0,4521	0,4897
26	0,5912	0,5912	0,7108	0,8855	0,4836	0,5423
28	0,6630	0,6630	0,8030	1,0000	0,5273	0,6054
30	0,7414	0,7414	0,8998	1,1176	0,5805	0,6760
32	0,8245	0,8245	1,0000	1,2375	0,6409	0,7521
min	0,4465	0,4465	0,4336	0,4317	0,4836	0,4512
min2	0,4317					

Результати розрахунку для коефіцієнта за формулою (3.5) приведено в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 — Значення коефіцієнта G_i за формулою (3.5)

Сг, МВА	Пункт 1	Пункт 2	Пункт 3	Пункт 4	Пункт 5	Пункт 6
1	2	3	4	5	6	7
2	9,3105	4,9923	3,8005	4,7621	9,3124	7,4183
4	9,3552	4,9233	3,7319	4,6936	9,2623	7,3486
6	9,2885	4,8566	3,6659	4,6284	9,2133	7,2809
8	9,2248	4,7930	3,6038	4,5684	9,1659	7,2159
10	9,1654	4,7335	3,5474	4,5163	9,1204	7,1546
12	9,1118	4,6800	3,4990	4,4762	9,0775	7,0984
14	9,0665	4,6347	3,4622	4,4525	9,0380	7,0491
16	9,0321	4,6003	3,4401	4,4471	9,0030	7,0092
18	9,0110	4,5792	3,4342	4,4581	8,9739	6,9813
20	9,0043	4,5724	3,4429	4,4812	8,9519	6,9670
22	9,0109	4,5791	3,4633	4,5122	8,9377	6,9664
24	9,0285	4,5967	3,4918	4,5485	8,9314	6,9777
26	9,0543	4,6225	3,5261	4,5883	8,9323	6,9985
28	9,0862	4,6544	3,5644	4,6304	8,9391	7,0264
30	9,1224	4,6906	3,6055	4,6744	8,9504	7,0594
32	9,1619	4,7301	3,6488	4,7198	8,9654	7,0963
min	9,0043	4,5724	3,4342	4,4471	8,9314	6,9664
min2	3,4342					

Як бачимо, коефіцієнт за формулою (3.5) показав точний результат найвигіднішого варіанту встановлення генерації СЕС. Оскільки пункт 3 з генерацією 18 МВт характеризується найменшими втратами потужності в мережі.

Виходячи з того, що завданням було знаходження наближеного методу, можна вказати на можливу похибку в 10%. Але, незважаючи на цю похибку, за розрахунку коефіцієнта було обрано одне з кращих місць встановлення генерації відповідно до втрат в електричній мережі.

Також варто зазначити, що за введення генерації в пункти напруга підвищувалась, але жодного разу не перевищувала допустимого діапазону $\pm 5\%U_{\text{ном}}$.

Залежність втрат потужності в мережі від коефіцієнта за формулою (3.5) зображено рис. 3.7.

З залежності представленої на рис. 3.7, виходить, що найменші втрати будуть у вузлах 4, 5, 7.

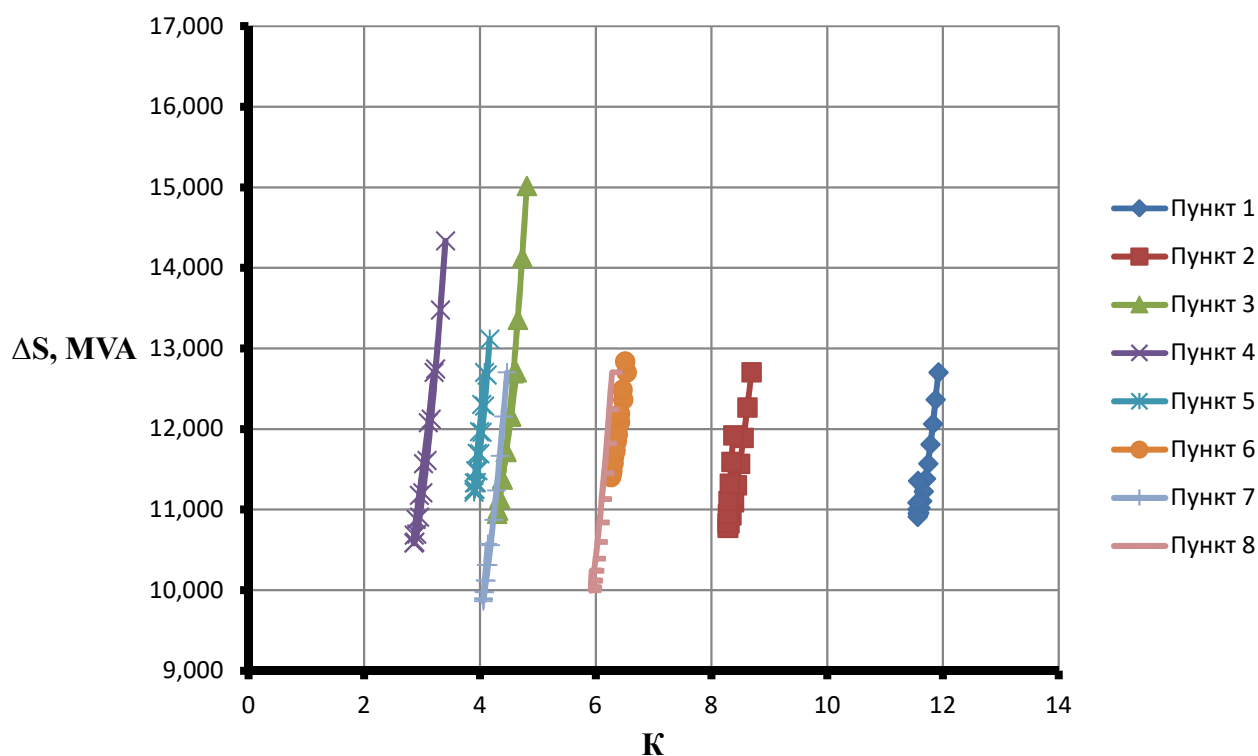


Рисунок 3.7 — Графік залежності втрат потужності в мережі від коефіцієнта за формулою (3.5)

Для порівняння на рис. 3.8. зображено залежність втрат від коефіцієнта за формулою (3.5). З графіка чітко видно, що найменші втрати, з допустимою точністю в 10%, збігаються з дійсними значеннями втрат.

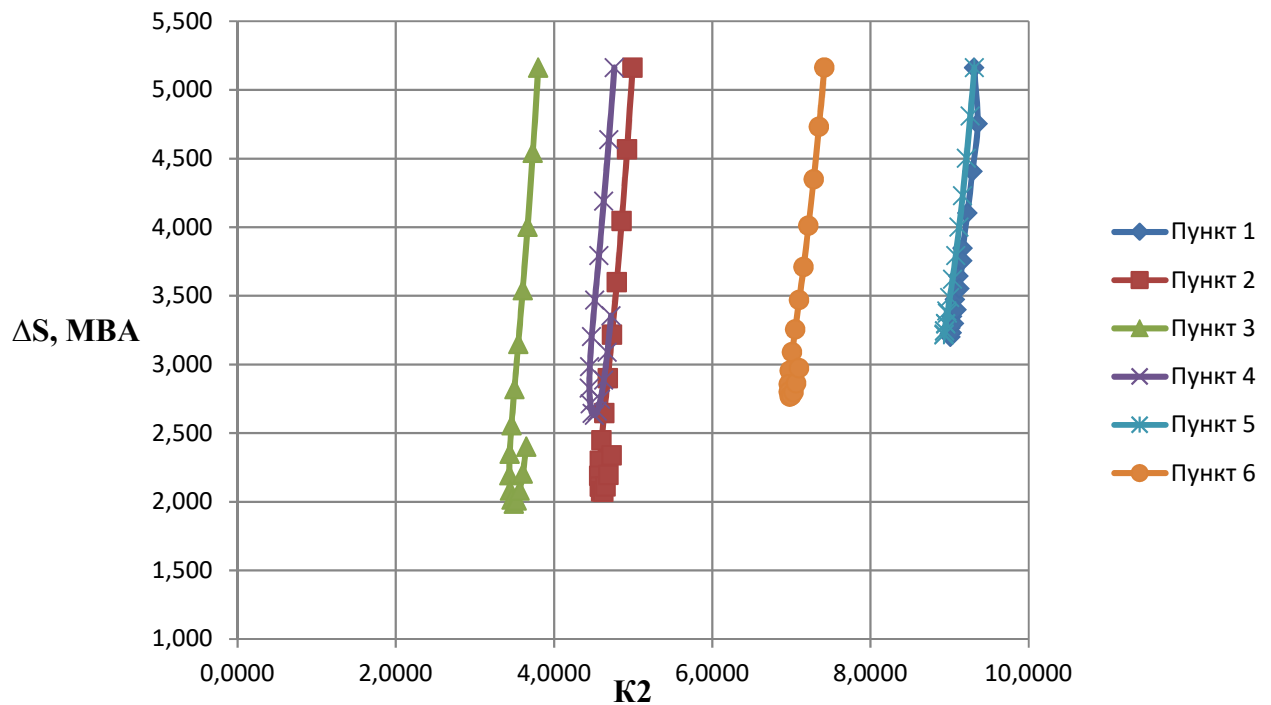


Рисунок 3.8 — Графік залежності коефіцієнта від втрат потужності в перевірковій мережі

3.4 Застосування універсального коефіцієнту генерації для планування режиму роботи електричної мережі

Стохастичний режим генерування потужності СЕС та ВЕС призводить до суттєвого відхилення прогнозованого графіка генерування потужності від реального. Як наслідок це значно ускладнює організацію оперативного керування режимами електричних систем. Так, наприклад, для СЕС пік потужності генерації приходить на провал потужності споживання, відповідно є два шляхи узгодження графіків: або мотивувати споживачів зміщувати свій добовий графік навантаження, або виконати перерозподіл генерованих потужностей на різні системи шин. Перший варіант реалізується за допомогою зонного тарифу на електроенергію. Другий варіант — шляхом зміни схеми видачі потужності умовно-керованих ВДЕ за рахунок

коригування схеми приєднання інверторів, з метою узгодження графіку навантаження та генерування потужності за умови дотримання якості та надійності електропостачання. Таким чином відбувається оперативне узгодження графіку видачі потужності СЕС на одній з систем шин та навантаження споживачів, при цьому надлишок потужності генерації видається напряму до центру живлення [53].

З метою підвищення техніко-економічної ефективності сумісної експлуатації ВДЕ і розподільних мереж необхідно враховувати статичні характеристики навантаження за напругою. Для узгодження потужності генерації та місцевим навантаженням використаємо універсальний коефіцієнт генерації (3.5). Для схеми електричної мережі (рис.3.6) добовий графік навантаження вузла №3 (ПС110/10) та реальний графік генерації СЕС, яка встановлена в даному вузлі, представлений та рис.3.9.

Під час узгодження графіків генерації та споживання й видачі надлишку генерованої потужності від СЕС та ВЕС до мережі необхідно обов'язково враховувати технічний стан мережі та пропускну спроможності ліній електропередавання.

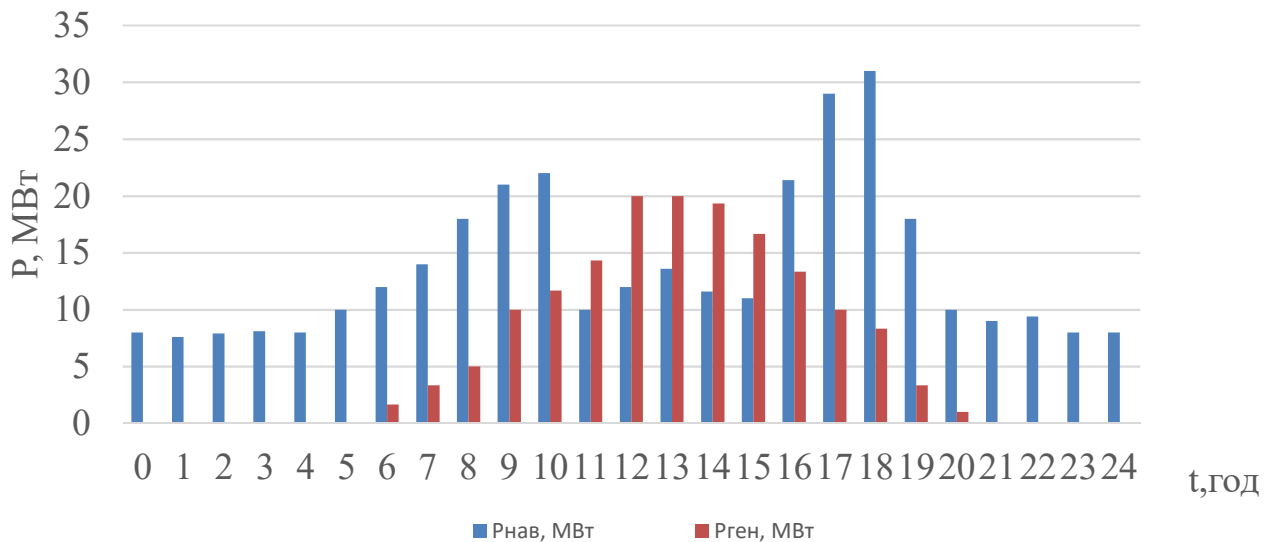


Рисунок 3.9 – Сумісний добовий графік навантаження вузла №3 та генерації сонячної електростанції

В результаті застосування універсального коефіцієнта генерації отримуємо представлений на рис.3.10 узгоджений сумісний графік навантаження та генерації СЕС. Надлишкова потужність генерації може бути видана в електричну мережу, або накопичена з метою створення власного резерву для зменшення різниці небалансу відхилення потужності генерації за реальним графіком та балансування потужності в широкому діапазоні.

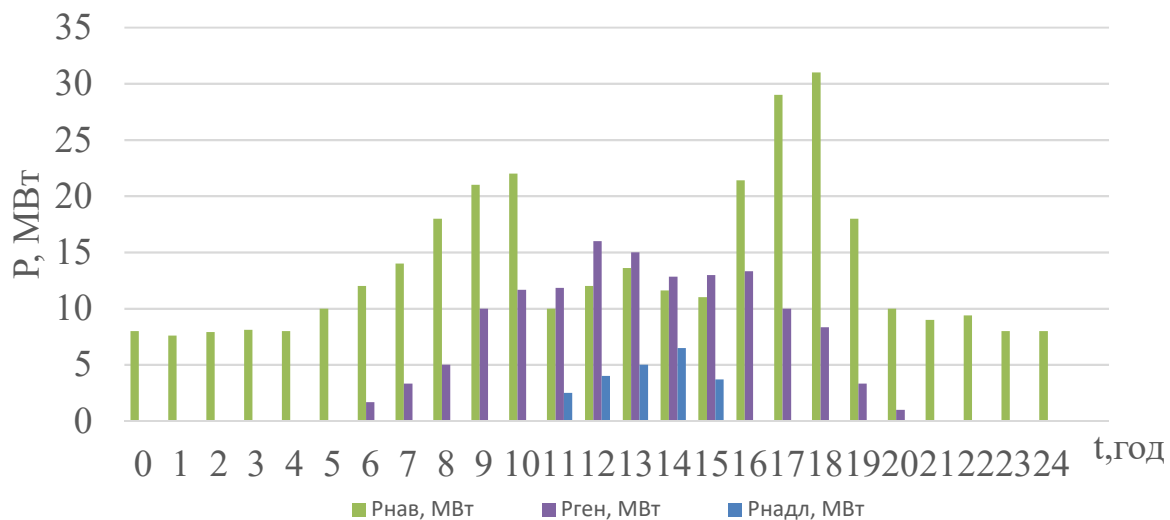


Рисунок 3.10 – Узгоджений сумісний добовий графік навантаження вузла №3 та генерації сонячної електростанції

Використання універсального коефіцієнту генерації дозволяє короткостроково визначити оптимальну потужність генерації джерела СЕС та ВЕС, яка забезпечуватиме зниження втрат енергії в мережі та покращення режиму напруги мережі. При цьому надлишкова потужність СЕС та ВЕС може бути використана для створення резерву.

Висновок по 3 розділу

Аналіз залежності втрат активної та реактивної потужностей від коефіцієнта завантаження трансформаторів показав, що обидві складові втрат мають різний характер: реактивні втрати більш чутливі до коефіцієнта завантаження, ніж активна складова. В той же час сумарні втрати в мережі від коефіцієнта завантаження мають чітку залежність: найменші втрати спостерігаються у разі мінімальних завантажень

силових трансформаторів. За потужності генерації джерела розподіленої генерації більшої ніж навантаження пункту, зростають навантажувальні втрати в трансформаторах.

Внаслідок розвантаження лінії від БП до пункту підключення джерела розподіленої генерації встановлено, що чим більша довжина лінії від БП до пункту введення генерації, тим менші сумарні втрати реактивної потужності в індуктивних опорах лінії.

Виходячи з проведеного аналізу залежності втрат потужності для визначення оптимального вузла введення генерації, розроблено цільову функцію на основі універсального коефіцієнта встановлення генерації, яка враховує значення потужності генерації джерела та відстань від балансуєчого пункту до вузла введення розподіленої генерації, що підтверджено розрахунковими моделями енерговузлів замкнених мереж напругою 110 кВ.

Алгоритм методу знаходження оптимального вузла встановлення генерації полягає у визначенні універсального коефіцієнта генерації для кожного пункту мережі для будь-якої можливої потужності генерації. Ранжування пріоритету вузлів за отриманих коефіцієнтів за зростанням та визначенням найменшого значення, для яких визначається оптимальна потужність встановленої генерації.

Розроблена цільова функція на основі універсального коефіцієнта генерації дає змогу лише за початковими параметрами електричної мережі, без аналізу та проведення розрахунку режимних параметрів визначити оптимальний вузол встановлення сонячної та вітрової генерації.

Запропонований універсальний коефіцієнт генерації дає змогу на основі відомих режимних параметрів без проведення додаткових розрахунків визначити максимальне значення потужності сонячної та вітрової генерації у вузлах електричної мережі у разі планування її режимів роботи, що на відміну від існуючих дає змогу визначити максимальний рівень генерації активної потужності ВДЕ за дотримання нормально допустимих значень усталеного відхилення напруги та підвищення техніко-економічної ефективності функціонування електричної мережі.

Планування, керування та прогнозування режиму роботи електричної мережі відбувається в умовах неточності, нечіткості вихідної інформації, що призводить до похибок та неможливості застосування точних класичних підходів. Необхідно розробити математичну модель оцінки рейтингу вузлів пріоритетних для встановлення генерації, яка б автоматично адаптувалась до зміни вихідної інформації про мережу (її топологію, наявність додаткових джерел генерації).

РОЗДІЛ 4 ІМІТАЦІЙНІ МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ НА ОСНОВІ НЕЧІТКОЇ ЛОГІКИ

4.1 Застосування нечіткої логіки в задачах мікропроцесорного керування

На сьогодні актуальним є питання швидкодії обчислювальної техніки в задачах керування режимами напруги, оскільки формалізація таких задач пов'язана з вирішенням систем інтегрально-диференціальних рівнянь. Існує підхід до застосування експертної оцінки або достовірної інформації до керування об'єктами, який реалізується за допомогою нечіткої логіки у структурі керування об'єктом. На цей час, апарат нечіткого логічного керування може підтримуватись системою як програмно, так і апаратно [60].

В якості методологічної основи для вирішення завдань в умовах невизначеності та неповноти вихідних даних, а також відсутності достовірного математичного опису поведінки системи широко застосовується теорія нечітких множин та нечіткої логіки. Переваги цього математичного апарата більшою мірою проявляються в більш зваженому та адекватному керування.

Апарат нечітких множин - це спосіб математичної формалізації нечіткої інформації з метою її використання під час побудови математичних моделей складних систем, до яких відносяться й електроенергетичні. Нечітка множина - це математична модель з нечіткими (розмитими, невизначеними) границями.

Підхід на основі теорії нечітких множин (ТНМ) є альтернативою загальноприйнятим кількісним методам аналізу систем. Теорією нечітких множин є формалізація одного з видів невизначеності, що виникає у разі моделювання реальних об'єктів. Він має такі відмінні риси: замість або на додаток до числових змінних використовуються нечіткі величини й лінгвістичні змінні, відносини між змінними описуються за допомогою нечітких висловлень й алгоритмів. Такий підхід дає наближені, але в той же час ефективні способи опису поведінки складних і погано

визначених систем, що не піддаються точному математичному моделюванню. Теоретичні ж основи цього підходу цілком точні й визначені в математичному змісті й не є самі по собі джерелом невизначеності. У кожному конкретному випадку ступінь точності рішення може бути узгоджена з вимогами задачі. Подібна гнучкість становить одну з важливих рис розглянутого методу.

Необхідність прийняття рішень в умовах обмежених ресурсів, невизначеності, неточності, нечіткості в ряді практичних розрахунків: передпроектних дослідженнях; унікального одиничного виробництва; умовах екстремальних і надзвичайних ситуацій, у більшості випадків призводить до неможливості застосування точних класичних підходів.

Для перетворення нечітко визначених параметрів застосовується математичний апарат теорії нечітких множин і лінгвістичної змінної. Його особливість полягає в тому, що він заснований на мінімальних перетвореннях і дає змогу з найменшими перетвореннями й втратою інформації передати невизначеність вхідних змінних результату розрахунку й тим самим забезпечити найбільш реальне подання про вихідні параметри.

Варто розрізняти види невизначеності, що виникають у разі рішення задач. Невизначеність, що має місце у разі різної кількості відсутньої інформації про елементи задачі, може бути наведена як невідомість, неповнота, недостатність, недовизначеність, неадекватність і неоднозначність. Причини можливої неоднозначності опису задачі - зовнішнє середовище (фізична невизначеність) і професійна мова, що використовується для опису (лінгвістична невизначеність). Фізична невизначеність пов'язана з наявністю в зовнішньому середовищі декількох можливостей, кожна з яких випадковим чином стає дійсністю (ситуація випадковості або стохастичної невизначеності).

Fuzzy Logic Toolbox - вбудована в MATLAB сукупність функцій, що забезпечує набір засобів, які дають змогу будувати та редагувати нечіткі системи.

У загальному випадку інформація (експертна оцінка) проходить три стадії обробки:

- процедура фазифікації - перетворення вхідної фізичної змінної в нечітку множину;
- логічне перетворення нечітких змінних (композиція, імплікація) бази правил контролера, отримання локального та загального висновку з бази правил у вигляді нечіткої множини;
- процедура дефазифікації - перетворення нечіткої множини в фізичну величину.

Загальна схема нечіткого регулятора складається з трьох основних блоків, що зображено на рис. 4.1.



Рисунок 4.1 – Блочна схема нечіткого регулятора

4.2 Імітаційна модель для визначення місця встановлення джерела розподіленої генерації

Експертна система прийняття рішень щодо місця встановлення джерела ВДЕ за допомогою інструментарію нечіткої логіки MATLAB побудована відповідно на основі бази правил та мультимножинного вибору, показана на рис.4.2. На вхід нечіткого логічного контролера надходять наступні параметри: **CD** – conduction difference (різниця провідностей вузла); **VS** – voltage sensitive (чутливість вузлів за напругою); **PS** – power sensitive (чутливість втрат активної потужності); **KI** – investment coefficient (коефіцієнт інвестицій)

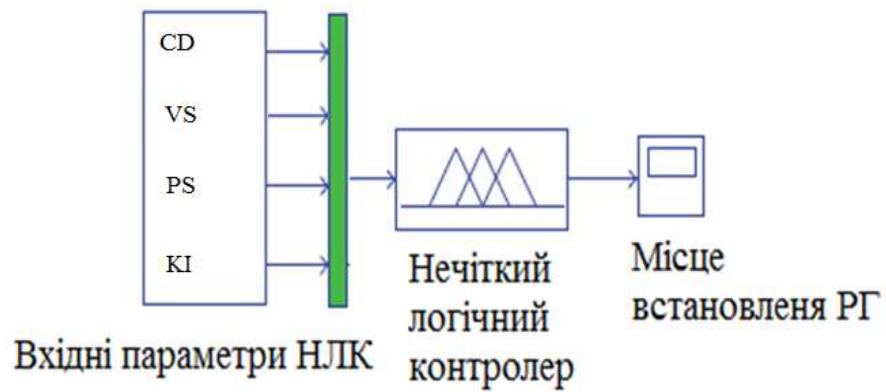


Рисунок 4.2 – Нечіткий логічний контролер для визначення місця встановлення джерела ВДЕ

У попередніх розділах було показано, що доцільно підключати джерела ВДЕ у жорсткі вузли. Для визначення жорстких та сенсорних вузлів необхідно визначити лінії з найбільшими значеннями сенсорності втрат активної потужності, а потім обрати вузол відповідно до методу приростів.

Кожну лінію, що відходить від пунктів, необхідно схарактеризувати набором лінгвістичних множин, які мають відповідні терми та функції належності пункту.

Отже, першою вхідною величиною буде коефіцієнт чутливості втрат активної потужності у відносних одиницях. Друга лінгвістична змінна пов'язана з пунктами мережі і характеризує вузлову провідність, отже другою вхідною величиною буде різниця власної та взаємної провідностей пункту ΔB_i у відносних одиницях. Третя – сенсорність вузлів за напругою. Вихідною величиною буде рівень встановлення потужності РГ.

Рішення задачі щодо визначення місця встановлення джерела ВДЕ в рамках теорії нечітких множин виконаємо з використанням алгоритму Мамдані. Цей алгоритм дає змогу отримати адекватні рішення за меншої кількості правил, ніж за інших способів створення бази правил.

Математичний алгоритм Мамдані складається з наступних послідовних кроків:

- Зведення до нечіткості (фазифікація): визначається ступінь істинності для передумов кожного правила;

- Нечіткий висновок: визначається на рівні «відсікання» для передумов кожного з правил, далі знаходять відсічені функції належності;
- Композиція: виконується об'єднання знайдених відсічених функцій для отримання результуючої нечіткої множини для змінної виходу з функцією належності;
- Зведення до чіткості (дефазифікація).

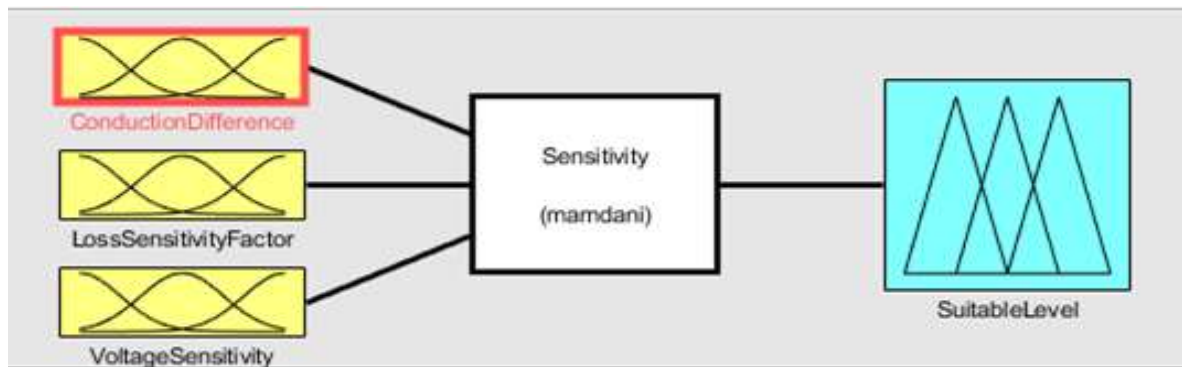


Рисунок 4.3 – Структурна схема нечіткого логічного контролера

Вхідні та вихідні величини нашого контролера побудовані на двох типах функцій належності: трикутної форми, що описана рівнянням (4.1), та трапецієподібної форми, що описана рівнянням (4.2). На рис. 4.4 зображені вхідні та вихідні функції належності:

$$\text{trimf}(x; a, b, c) = \max\left(\min\left(\frac{x-a}{b-a}, \frac{c-x}{c-b}\right), 0\right) \quad (4.1)$$

$$\text{trapmf}(x; a, b, c, d) = \max\left(\min\left(\frac{x-a}{b-a}, 1, \frac{d-x}{d-c}\right), 0\right) \quad (4.2)$$

Побудова бази правил нечіткого контролера відбувається на основі експертної оцінки. База правил сформована на основі нечітких пропозицій, які скомбіновані між собою зв'язками “ТА”, “АБО”. Сукупність умов визначає сукупність рішень або висновків, для їхнього позначення використовують індикатор “ТОДІ”.

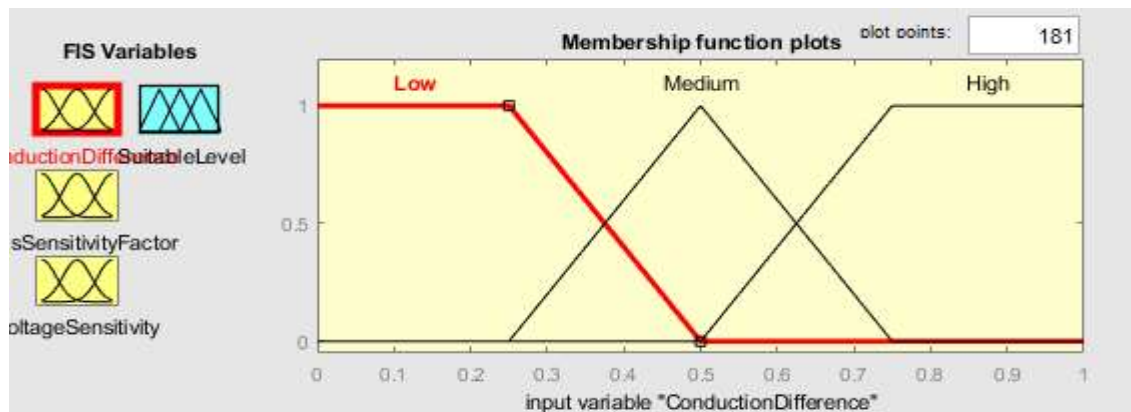


Рисунок 4.4 – Функції належності вхідних та вихідної величин

У разі формування бази правил для рішення задачі за визначенням місця встановлення джерела РГ, загальний вигляд правил із застосуванням необхідних логічних операцій ТА, АБО має вигляд: перша частина правила становить вираз по нечіткому (лінгвістичному) значенню вхідних параметрів, друга частина – вислів про відповідний рівень встановлення джерела РГ. Загальні правила бази знань нечіткого логічного контролера наведені у рівняннях (4.3), (4.4) та (4.5). У таблиці 4.1 наведено всю базу знань НЛК, в якій перший, другий та третій стовпчики – це вхідні параметри, четвертий – вихідна величина.

If conduction difference High **and** loss sensitivity factor High **THEN** Suitable level High (4.3)

If conduction difference High **and** loss sensitivity factor Medium **THEN** Suitable level Medium (4.4)

If conduction difference High **and** loss sensitivity factor low **THEN** Suitable level Low (4.5)

Відповідно до створеної бази знань отримуємо поверхню відгуку НЛК, що представлена на рис.4.5, 4.6.

На основі аналізу поверхні відгуку нечіткого логічного контролера можна стверджувати, що у разі збільшення коефіцієнта чутливості втрат та/або збільшення різниці провідності вузла збільшується рейтинг вузла можливого встановлення джерела РГ.

Таблиця 4.1 – База знань нечіткого логічного контролера

conduction difference	loss sensitivity factor	voltage sensitivity	Suitable level
High	High	Low	High
High	Medium	High	Medium
High	Low	Low	Low
Medium	High	Low	High
Medium	Medium	Medium	Medium
Medium	Low	High	Low
Low	High	Low	Medium
Low	Medium	Low	Low
Low	Low	High	Low

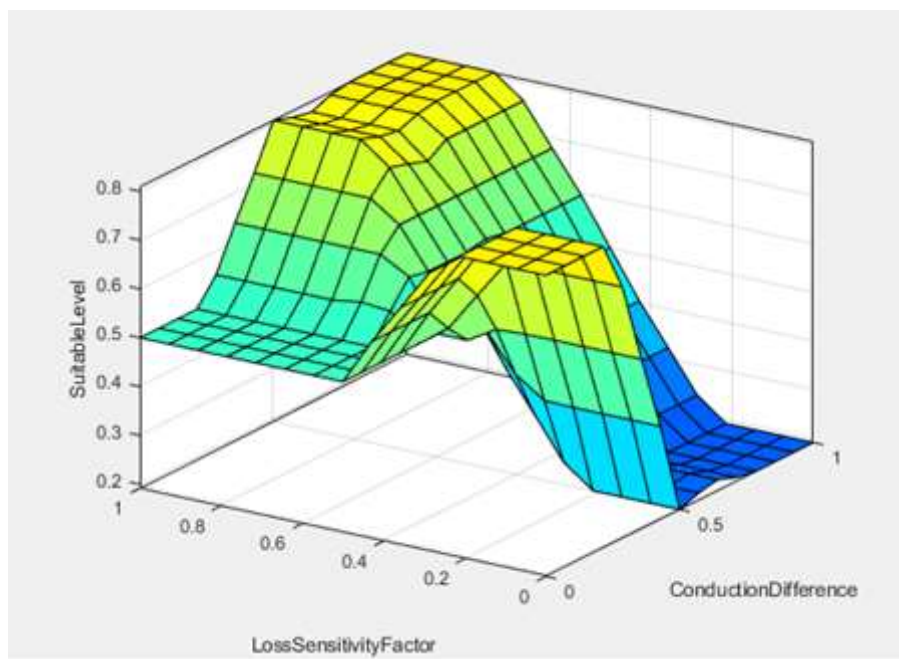


Рисунок 4.5 – Залежність рейтингу вузла електричної мережі від коефіцієнта чутливості втрат та різниці провідності пункту

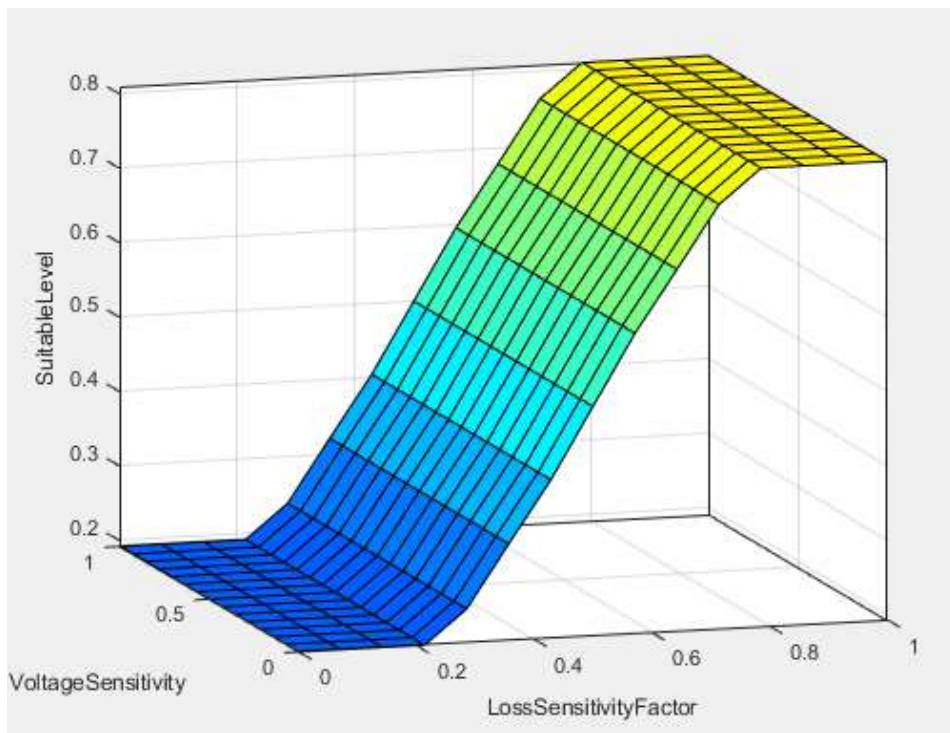


Рисунок 4.6 – Залежність рейтингу вузла електричної мережі від коефіцієнта чутливості втрат та коефіцієнта сенсорності за напругою

Передатна характеристика синтезованого нечіткого логічного контролера дає змогу виконати ранжування вузлів електричної мережі за вхідними розрахунковими параметрами та обрати декілька пунктів для встановлення з максимальним значенням рейтингів, для яких необхідно оцінити фізичну можливість встановлення джерел РГ.

4.3 Методи розрахунку та оптимізації режимів електричних мереж

Оптимальне керування нормальним режимом в електротехнічному комплексі складається з забезпечення надійного електропостачання за дотримання норм якості електричної енергії та мінімальних експлуатаційних витрат за визначений термін часу. Критерієм оптимізації можуть бути мінімум витрат на електричну енергію [61].

Одним із можливих засобів забезпечення оптимального режиму експлуатації системи є оптимальне регулювання частоти та напруги. Задача оптимізації режиму електричної мережі за напругою полягає у визначенні сталого режиму електричної мережі, за якого були б дотримані технічні обмеження, а втрати активної потужності

були б мінімальними. Сталий режим описується за допомогою нелінійних рівнянь. Розрахунок сталого режиму електротехнічних систем можливий тільки ітераційними методами.

За оптимізації мають враховуватись обмеження за напругою для усіх вузлів мережі, за реактивною потужністю генеруючих джерел, коефіцієнтами трансформації силових трансформаторів, а також за струмами в контрольованих перетинах [62].

Автори [63] пропонують за оптимального керування нормальними режимами роботи електричних мереж використовувати коефіцієнт якості функціонування, який побудований на чутливості втрат потужності та залишковому ресурсі РПН з урахуванням фактичного навантаження трансформатора.

Складення та розрахунок системи нелінійних рівнянь електричної системи є складною математичною задачею, особливо з урахуванням ймовірної зміни параметрів системи. Більш того, обмежені можливості обчислювальної техніки за швидкодією накладають свої обмеження на застосування зазначених методів. За розрахунками сталого режиму системи великої складності необхідно застосовувати методи економії пам'яті обчислювального пристрою та покращення швидкодії розрахунків. Такі розрахунки неможливі без урахування слабкої наповненості матриці, еквівалентування, розділення на підсистеми, розділення рівнянь і т.д.[64].

Враховуючи стохастичний характер зміни параметрів електротехнічного комплексу, а також обмеженість обсягу засобів збору та передавання даних у таких системах, обмеженість обчислювальної техніки, зручним інструментом для рішення задачі оптимізації режиму напруги є теорія нечітких множин.

Теорія нечітких множин добре застосовується у разі рішення задач оцінки ситуації, керування та прийняття рішень в умовах невизначеності, у тих випадках, коли не має кількісної оцінки параметра, а також у випадках знаходження точного рішення звичайними методами, що пов'язано з великими часовими та обчислювальними затратами.

4.4 Основні принципи регулювання напруги в мережі

Як зазначалось, у розподільних електричних мережах України регулювання напруги виконується на вузлових підстанціях за допомогою вбудованих пристроїв РПН в трансформаторах, що дає змогу врахувати та скоригувати напругу у споживачів [65-67].

Режим напруги у вузлах електричної мережі наперед не може бути точно визначений і змінюється в процесі експлуатації мережі. З метою підтримання рівнів напруги у споживачів у нормованому діапазоні трансформатори, оснащені засобами РПН, можуть змінювати регульовальні відгалуження і таким чином змінювати коефіцієнт трансформації в межах 10—20%.

Пристрої регулювання напруги, встановлені на силових трансформаторах, за конструктивним виконанням поділяють на такі:

- 1) пристрої зміни відгалужень без відключення від мережі (ПБЗ);
- 2) пристрої зміни відгалужень під навантаженням (РПН).

З метою спрощення перемикаючого пристрою, регульовальні відгалуження встановлюються на стороні високої обмотки ВН трансформатора, яка має менший робочий струм.

Трансформатори з ПБЗ

Сучасні трансформатори з ПБЗ виготовляють з основним і чотирма додатковими відгалуженнями. На рис. 4.7. представлена принципова схема такого трансформатора.

Основне відгалуження обирається за номінальною напругою електричної мережі, до якої підключений трансформатор. Номінальним коефіцієнтом трансформації вважається коефіцієнт трансформації у разі основного відгалуження, а якщо коефіцієнт трансформації відрізняється від номінального на +5, +2,5, -2,5 і -5%, тоді використовуються відповідно чотири додаткових відгалуження [25].

Особливістю регулювання напруги за допомогою ПБЗ є необхідність повного відключення трансформатора від мережі. Тому такі перемикання доцільно виконувати лише при сезонній зміні навантажень (наприклад, один раз на квартал). А

отже незалежно від режиму роботи мережі (найбільших або найменших навантажень впродовж доби) трансформатор з ПБЗ весь час працює на встановленому регульовальному відгалуженні, тобто з постійним коефіцієнтом трансформації. Основним недоліком трансформаторів лише з ПБЗ є неможливість виконати вимоги зустрічного регулювання.

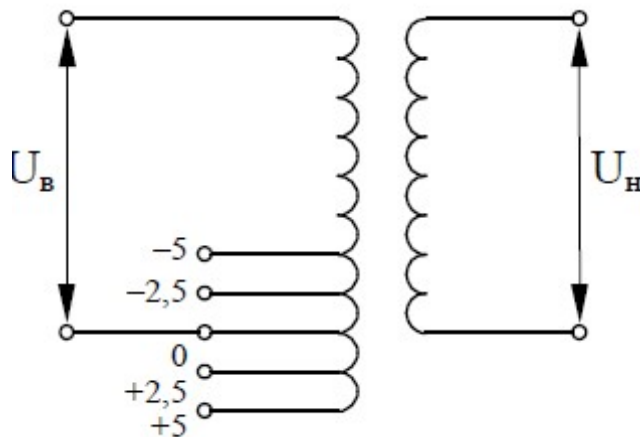


Рисунок 4.7 - Принципова схема трансформатора з ПБЗ

Характеристика механічних пристроїв РПН

Трансформатори з регулюванням напруги під навантаженням [68], тобто з вбудованим пристроєм РПН [69-72] (рис. 4.8а), мають більшу кількість регульованих відгалужень, ніж трансформатори з ПБЗ, а отже, забезпечують регулювання напруги у більш широкому діапазоні та більш плавно..

Згідно з принциповою схемою обмотка високої напруги ВН трансформатора з пристроєм РПН складається з двох частин: регульованої та нерегульованої (рис.4.8б).

На рис. 4.8б точка 0 є основним виводом обмотки ВН. Нерухомі контакти 1-4 відповідають номерам відпайок РПН. Для збільшення коефіцієнта трансформації необхідно виконати перемикання відгалуження 1-2, тобто гілки цього відгалуження вмикаються узгоджено з основною обмоткою. У разі вмикання відгалужень 3-4 частина витків, будуть з'єднані зустрічно по відношенню до витків основної обмотки, а отже коефіцієнт трансформації буде зменшуватись. Число витків, діючих узгоджено і зустрічно з витками основної обмотки, може бути неоднаковим [25].

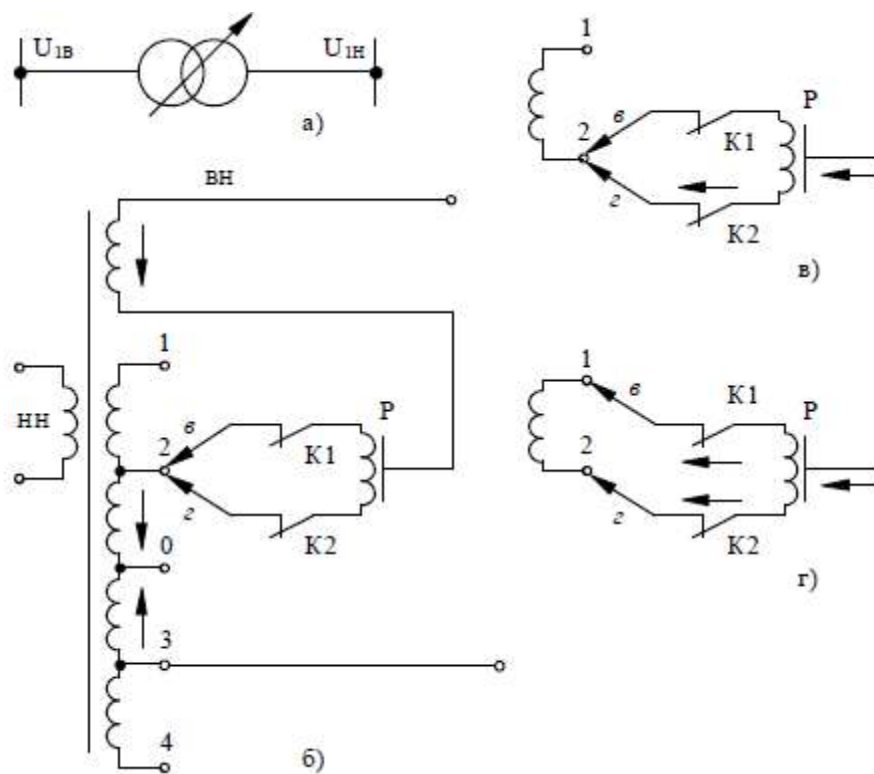


Рисунок 4.8 – Принципова схема роботи пристрою РПН: а – умовне позначення трансформатора з РПН; б – принципова схема; в, г – перемикання відгалужень

На рис. 4.8в і 4.8г наведено регульовані частини обмотки з рухомими контактами K1 і K2 та реактором P. В сучасних пристроях РПН використовуються активні опори замість реактора [25].

Побудова пристроїв РПН дозволяє змінювати коефіцієнт трансформації під навантаженням, тобто коли трансформатор знаходиться в роботі. Пристрій РПН застосовують до зустрічного регулювання напруги, тобто в режимах найбільших і найменших навантажень відбувається зміна відгалуження, а отже, і зміна коефіцієнта трансформації.

Виходячи із режиму роботи (перемикання під навантаженням) головним недоліком пристроїв РПН є обмежена кількість перемикань.

У роботі [73] запропоновано трансформатор, який має у своєму складі три гілки: дві гілки грубого регулювання та одну гілку тонкого регулювання. Зміна

коефіцієнта трансформації відбувається за рахунок послідовно-паралельного з'єднання регулювальних гілок.

З метою запобігання частому спрацюванню пристроїв РПН, їх доукомплектовують автоматичними регуляторами, які реалізують певний закон регулювання напруги, наприклад регулювання за відхиленням напруги [25]. Однак не всі пристрої для регулювання напруги силових трансформаторів можуть бути використані для зустрічного регулювання, оскільки не враховують навантаження споживачів.

Трансформатори з безконтактними пристроями РПН

Як було зазначено, головним недоліком пристрою РПН є обмежений ресурс перемикання. До того ж час перемикання відпайки складає ≥ 5 с.

На сьогодні розроблено та впроваджено пристрої для регулювання змінної напруги на основі напівпровідникових та семисторних силових ключів. Однак, ці пристрої мають низку своїх недоліків: відсутність захисту ключів від струмів коротких замикань; поява вищих гармонік; не враховується струмова компенсація.

4.5 Задача оптимізації режиму напруги за використання теорії нечітких множин

У разі раціоналізації режиму напруги в розподільних мережах для реалізації ефективного групового регулювання в електротехнічному комплексі, необхідно обрати приєднання, яке визначає напругу в системі [74,75].

Вибір визначаючого режим напруги приєднання не вдається виконати за розрахунком сталого режиму системи, засновуючись на математичній моделі, яка б описувала стан всієї системи електропостачання та навантаження у вигляді ймовірного характеру параметрів, що описують стан навантаження живлячих ліній [75].

Таким чином, вибір визначаючого приєднання виконується за допомогою методів теорії нечіткої логіки, яка оперує лінгвістичними змінними. В даному випадку виконується обробка лінгвістично сформованих експертних знань на основі фазі-технологій.

У дисертації Тарасова Д.М. «Управление режимом напряжения территориально рассредоточенных электроприемников горных предприятий» [75] виявлено, що основними факторами, які впливають на величину цільової функції ефективності регулювання, є такі параметри: довжина ліній, потужність навантаження окремих вузлів та їхній розподіл вздовж лінії, регулюючий ефект вузлів навантаження, а також величина збитків від збільшення втрат активної потужності за відхилення напруги від раціонального рівня.

Отже, для того щоб обрати визначаюче приєднання, необхідно охарактеризувавши кожну лінію, що відходить лінгвістичними параметрами, сформувавши необхідний набір нечітких множин, які мають відповідні терми та функції належності. Однак необхідно доповнити нечітку систему додатковою лінгвістичною змінною, що характеризуватиме наявність локальних пристроїв регулювання на приєднанні, що відходить. Це дозволить забезпечити більш раціональну роботу засобу групового регулювання напруги, підвищити ефективність регулювання локальних пристроїв компенсації.

4.6 Алгоритм регулювання напруги та створення нечіткої моделі пристрою регулювання напруги

У разі створенні алгоритму регулювання напруги на основі нечіткого логічного контролера враховані такі правила:

- за регулювання напруги необхідно підтримувати її значення у споживачів у нормованих межах, що встановлені ДСТУ EN 50160:2014;
- необхідно, щоб пристрій РПН не спрацьовував на короткочасні зниження напруги, які спричинені короткими замиканнями, різкою зміною навантаження, включенням потужних двигунів і т.д.;
- за регулювання напруги необхідно, щоб нечіткий логічний контролер мав змогу редагувати свою роботу залежно від стану, тобто за наближенні перемикача до максимального (мінімального) значення, робота пристрою має сповільнюватись;

- мінімізація кількості перемикачів. Ця умова виходить з вимоги надійності функціонування перемикаючого обладнання (у нашому випадку – РПН), оскільки зі зростанням частоти перемикачів відбувається зношування обладнання та зростає ризик його відмови.

У роботах [76,77] запропоновано визначення коефіцієнта якості функціонування трансформатора з РПН, що дозволяє врахувати технічний стан РПН та надійнісні характеристики трансформатора (головним чином залишковий ресурс спрацювання).

Запропонований алгоритм створений для підтримання напруги навантаження у нормованих значеннях за допомогою РПН трансформаторів.

На рисунку 4.9 представлений алгоритм прийняття рішення регулюючим пристроєм на видачу керуючого впливу у блоці автоматичного регулювання, де U_i та I_i – поточні значення напруги та струму.

Алгоритм роботи блока автоматичного регулювання РПН передбачає виконання наступних операцій:

1. Циклічно виконується зчитування параметрів режиму.
2. Виконується розрахунок потужності, що споживається.
3. Виконується фазифікація.
4. Здійснюється фазі-логічна операція та дефазифікація.
5. У регуляторі пристрою РПН виконується введення параметрів діючої напруги та струму ліній.
6. Перевіряється стан дискретних входів на наявність будь-якого сигналу зовнішнього блокування команд «Додати» або «Зменшити».
7. Перевіряється значення струмів та напруги: якщо входні струми перевищують граничні допустимі значення для струму лінії, тоді видається заборона на команду «Додати». Також заборона на команду «Додати» буде, якщо напруга перевищує. У разі зниження напруги нижче граничного значення регулювання дозволяється.
8. Якщо діюче значення напруги менше мінімально допустимого значення тоді спрацьовує затримка за часом. Якщо з плином часу затримки напруга

залишається меншою напруги уставки спрацювання, регулювання забороняється. З збільшення напруги вище мінімально допустимого значення, регулювання дозволяється.

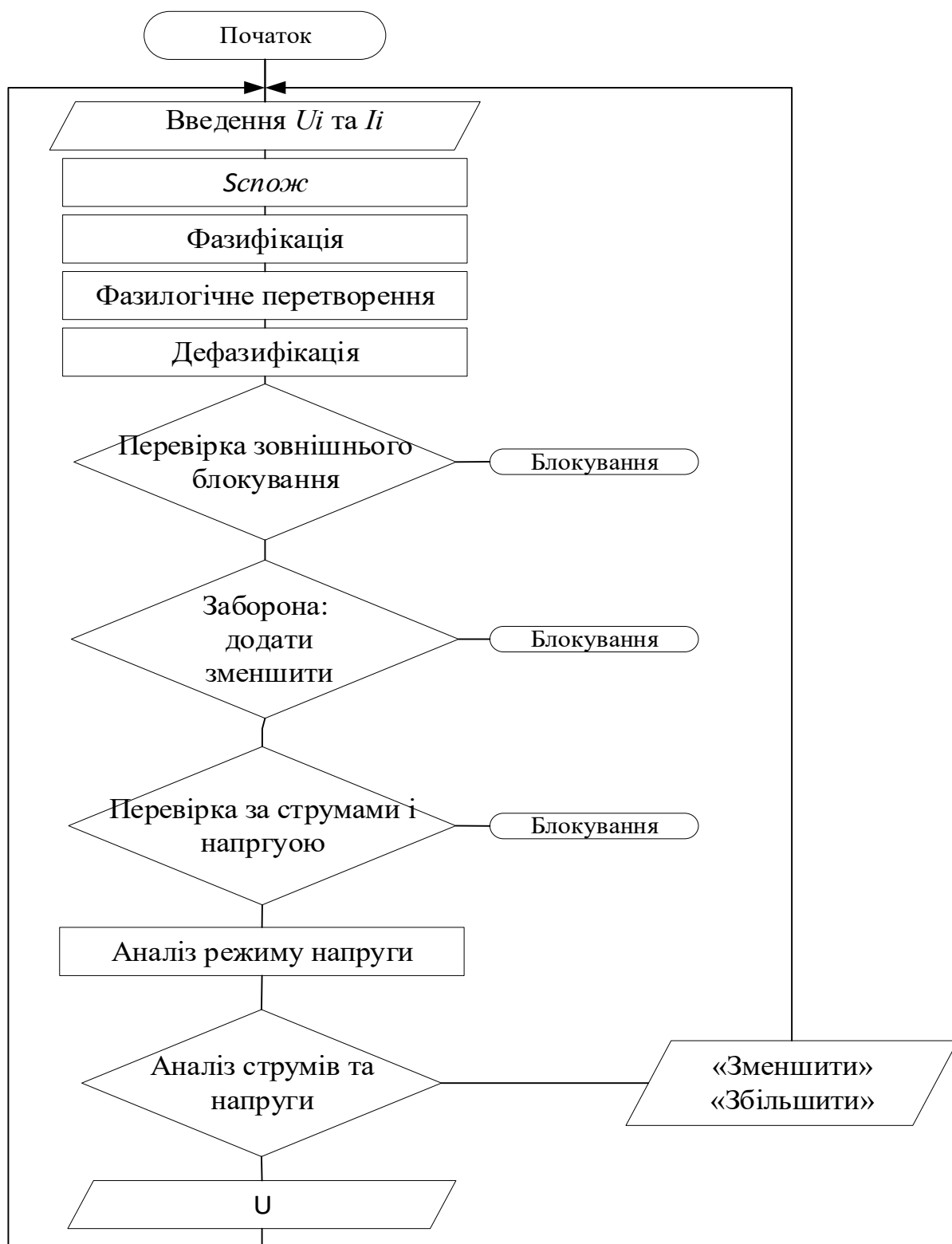


Рисунок 4.9 – Алгоритм прийняття рішення регулюючим пристроєм на виведення керуючого впливу для регулювання напруги

9. Якщо діюче значення напруги більше максимально допустимого значення для мережі, тоді спрацьовує затримка за часом видачі команди «Зменшити» за перенапруги. Якщо з плином часу затримки напруга більша уставки спрацювання, тоді забороняється видача команди «Додати».

10. Виконується аналіз режиму напруги.

Для регулювання напруги на шинах споживачів з використання апарата нечіткої логіки як алгоритм був обраний алгоритм Мамдані. Це пояснюється декількома факторами:

- Простота реалізації у разі програмування;
- Алгоритм Мамдані дозволяє скласти меншу кількість правил, ніж це було б потрібно за інших способів створення бази правил.

Цей алгоритм найчастіше застосовується на практиці, оскільки позитивно зарекомендував себе в раді задач керування в режимі реального часу. Математично він може бути описаний у такій послідовності [78]:

- Нечіткість: визначаються ступені істинності для передумов кожного правила;
- Нечіткий висновок: визначаються рівні «відсікання» для передумов кожного з правил (з використанням операції \min), далі знаходяться відсічені функції належності;
- Композиція: за допомогою використання операції \max (позначаємої як «V») виконується об'єднання знайдених відсічених функцій, що призводить до отримання підсумкової нечіткої підмножини для змінної виходу з функцією належності;
- Дефазифікація: виконується методом центра ваги.

У разі комп'ютерного моделювання використовується середа Matlab. Початковим етапом був опис функцій належності та створення бази правил у пакеті розширення Fuzzy Logic Toolbox. Для відпрацювання алгоритму регулювання використовувались два параметри, які описували потужність джерела РГ у 14 (G14) та у 6 (G6) вузлах тестової мережі, що в свою чергу описувались відповідними сімома термами нечіткими змінними (G14-1÷G14-7) та (G6-1÷G6-7) відповідно.

Редактор функцій належності в пакеті розширення Fuzzy Logic Toolbox зображений на рис.4.10.

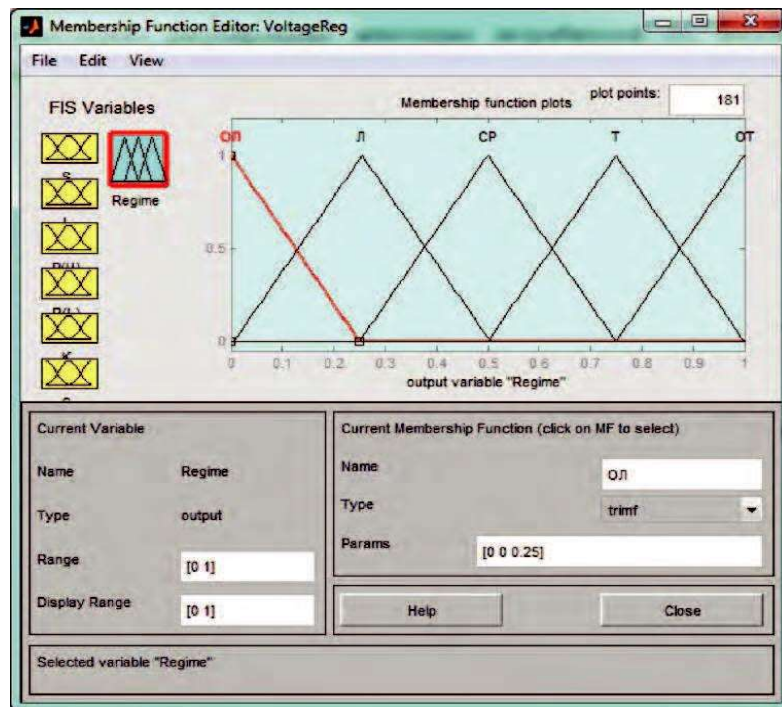


Рисунок 4.10 – Редактор функцій належності

Для лінгвістичного опису величин, що регулюються, застосовано трикутні функції належності. Це дасть змогу побудувати нечіткий модуль вибору приєднання з мінімальної кількості розрахункових операцій. У цьому разі обрана кількість лінгвістичних термів достатня для підтримання системи у стійкому стані [79].

Два лінгвістичних параметрів, які характеризували потужність джерела РГ, задавались за допомогою трикутних форм відображення терм-множин на інтервалі [0,90] МВт. Інтервали та кількість термів, що характеризують кожний лінгвістичний параметр, задавались відповідно із експертною оцінкою.

Налагодження алгоритму нечіткого логічного висновку системи виконувалося у Редакторі Нечіткого Висновку (Fuzzy Interface System), зображеного на рис.4.11. У цьому інтерфейсі виконується вибір алгоритму Мамдані для виконання нечіткого висновку, задається тип та кількість лінгвістичних змінних, якими буде оперувати система. В редакторі виконується настройка методів композиції, імплікації та агрегації локального стану системи, а також визначається метод дефазифікації [80].

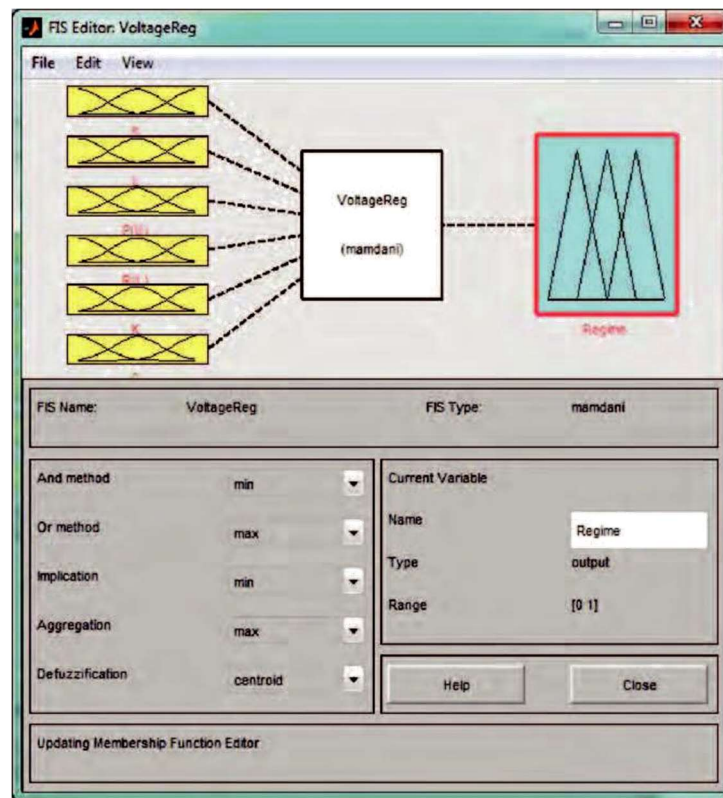


Рисунок 4.11 – Редактор нечіткої системи висновку (FIS)

В даному випадку операція «І» та імплікація виконуються за допомогою оператора \min , операція «АБО» та агрегація - оператора \max . Як метод дефазифікації використовується метод центра ваги.

Наступним етапом налаштування нечіткої системи є створення бази знань за допомогою редактора правил (Rule Editor), який представлений на рис.4.12. База правил описує можливі комбінації термів за кожним лінгвістичним параметром, складається з виразів у формі ЯКЩО-ТО.

Для налаштування та перевірки її працездатності використовується редактор (Rule Viewer), який зображений на рис. 4.13. Цей редактор дає змогу оцінити базу правил на неперервність, несуперечність та повноту експертного аналізу.

Результатом розробки системи нечіткого логічного висновку є *fis*-файл, який містить інформацію за лінгвістичними змінними та термами, що їх характеризують, базою правил та методом нечіткого висновку. Такий файл вказується як виконавчий у разі налагодження блока Fuzzy Logic Controller в середовищі Simulink.

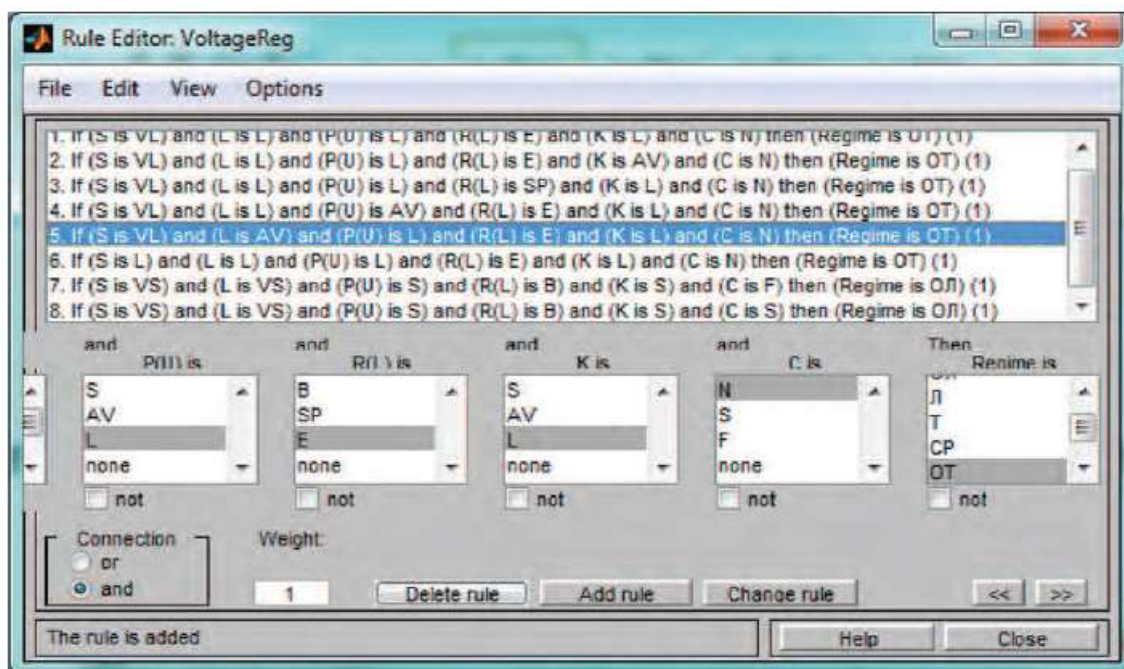


Рисунок 4.12 - База правил нечіткого логічного контролера

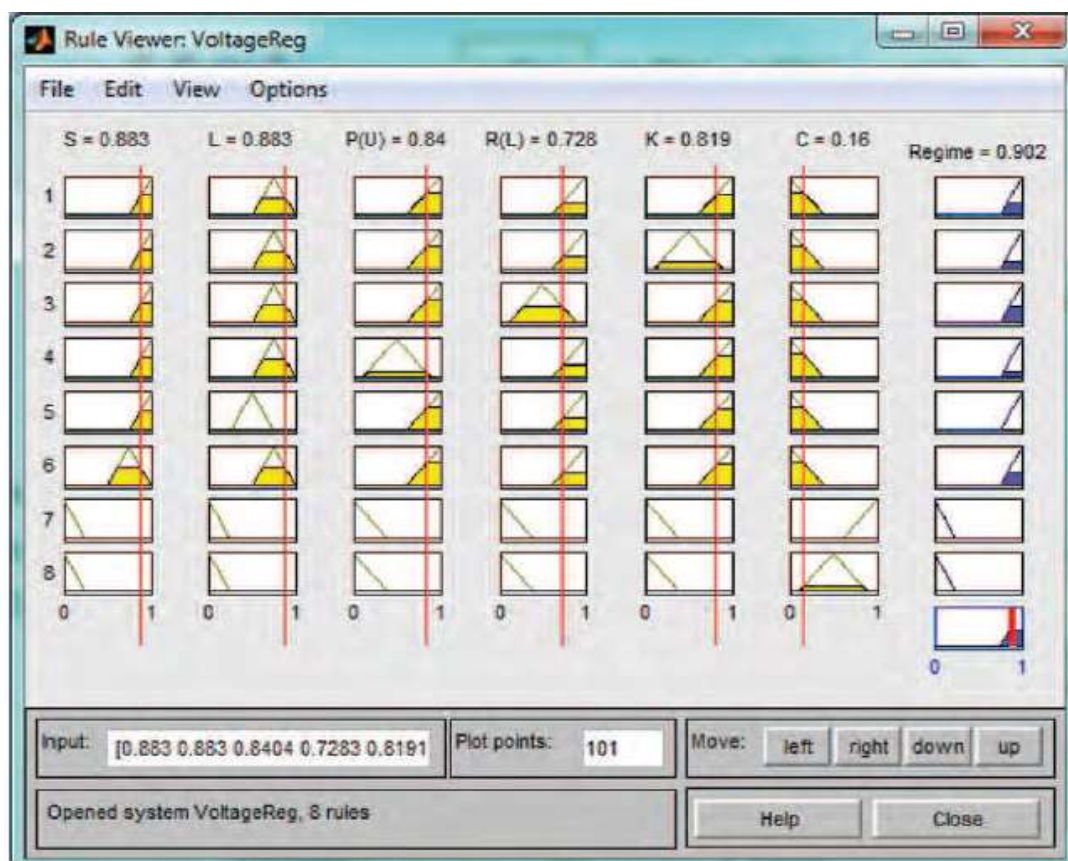


Рисунок 4.13 – Процес дефазифікації

Пакет прикладних програм Matlab дає можливість вирішувати широке коло математичних задач і містить у своєму складі програми Simulink та Fuzzy, які дають змогу виконувати широкий спектр задач синтезу та моделювання систем з нечітким логічним контролером.

Як об'єкт дослідження в пакеті програм Matlab (Simulink) імітаційна модель тестової схеми IEEE-14 показана на рис.4.14, де SOURCE 1 – блок, що описує живлячу мережу 230 кВ; T1, T2, T3 – блоки, що описують модель трифазного трансформатора напругою 230/115 кВ; i-j – блоки, що задають параметри схеми заміщення ЛЕП.

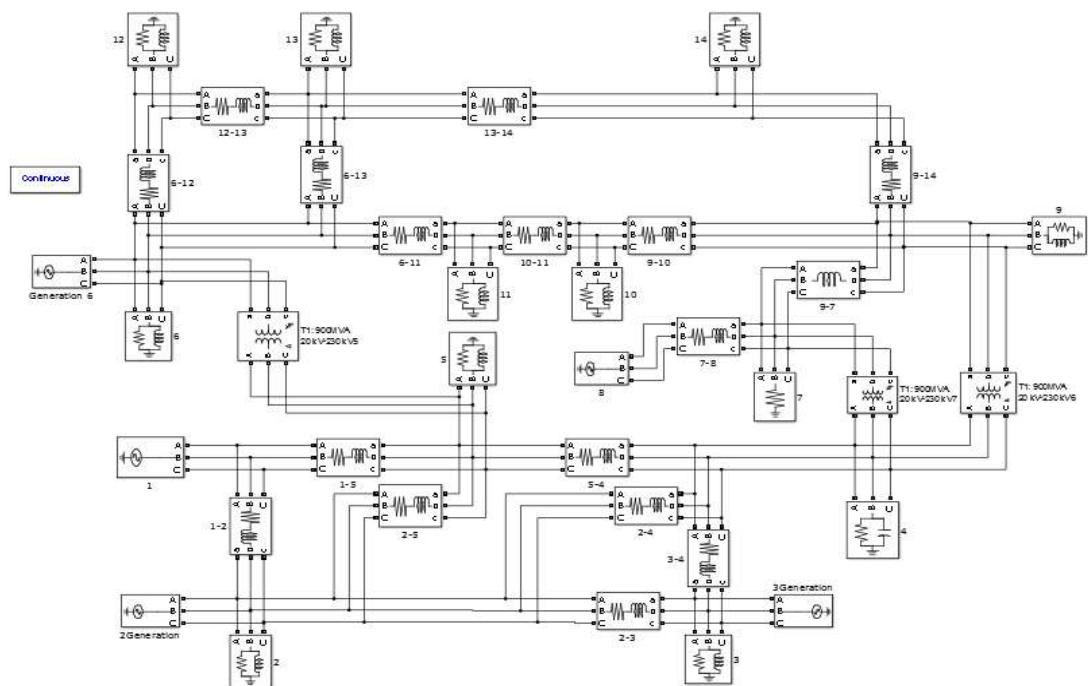
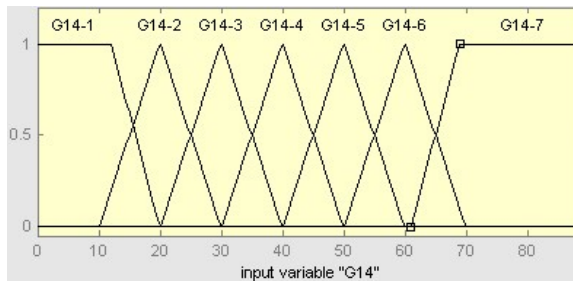
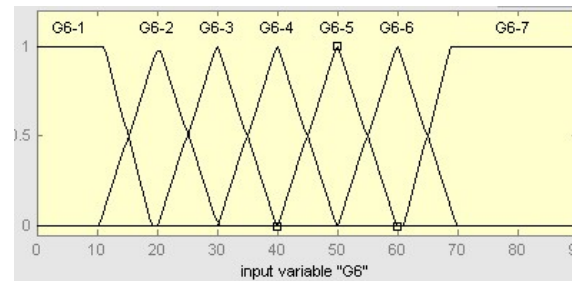


Рисунок 4.14 - Імітаційна модель тестової схеми IEEE-14

На рис.4.15 зображено розподіл функції належності лінгвістичної змінної потужності генерації вузла №14 та №6.



а)



б)

Рисунок 4.15 - Розподіл функції належності лінгвістичної змінної потужності генерації: а) вузла №14 – G14; б) вузла №6 – G6

Вихідна лінгвістична змінна tr9 (номер відпайки трансформатора гілки 4-9) наведена дев'ятнадцятьма нечіткими змінними, які описано трапецієподібними функціями належності, близькими до синглтонів, та відповідають номерам відпайок трансформатора гілки 4-9 (рис.4.16).

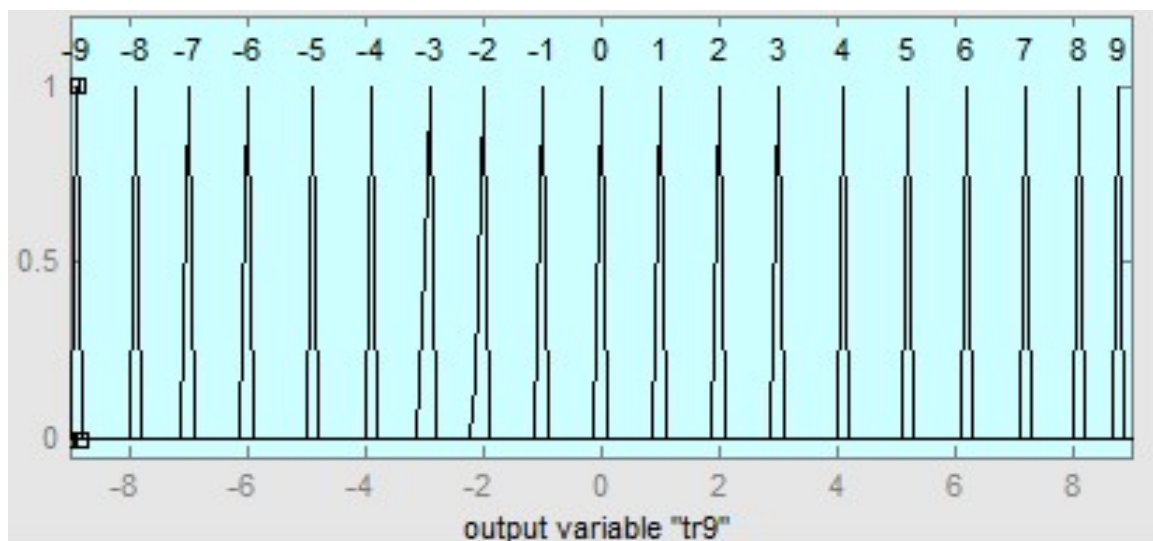
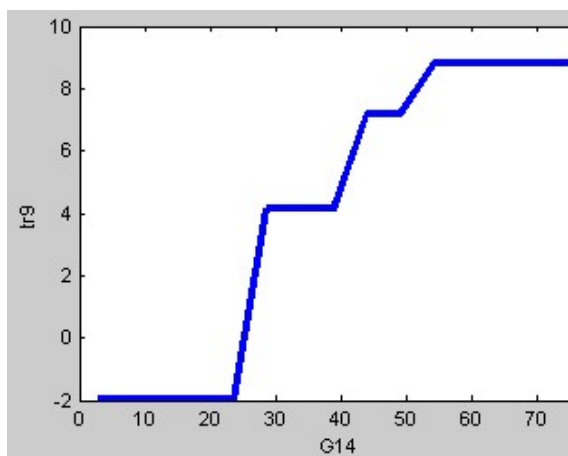
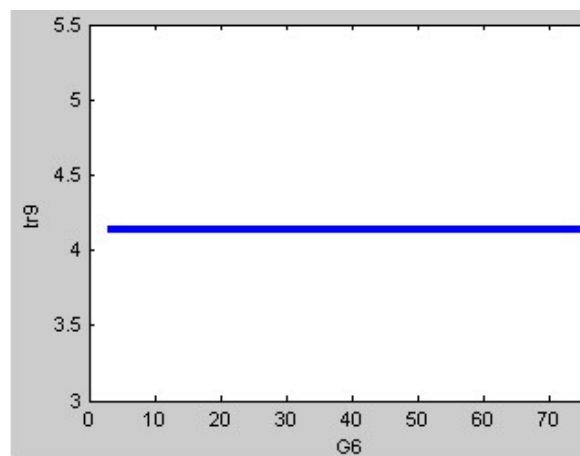


Рисунок 4.16 – Розподіл функцій належності вихідної змінної

На рис. 4.17 показано передаточні функції нечіткого логічного контролера, тобто залежність коефіцієнта трансформації трансформатора гілки 4-9 від потужності генерації у вузлі №14 (рис.4.17а), від потужності генерації у вузлі №6 (рис.4.17б).



(a)



(б)

Рисунок 4.17 - Передаточні функції НЛК

На рис. 4.18 зображено передаточну функцію нечіткого логічного контролера, тобто залежність коефіцієнта трансформації трансформатора гілки 4-9 у разі одночасної потужності генерації вузлів №14 та №6.

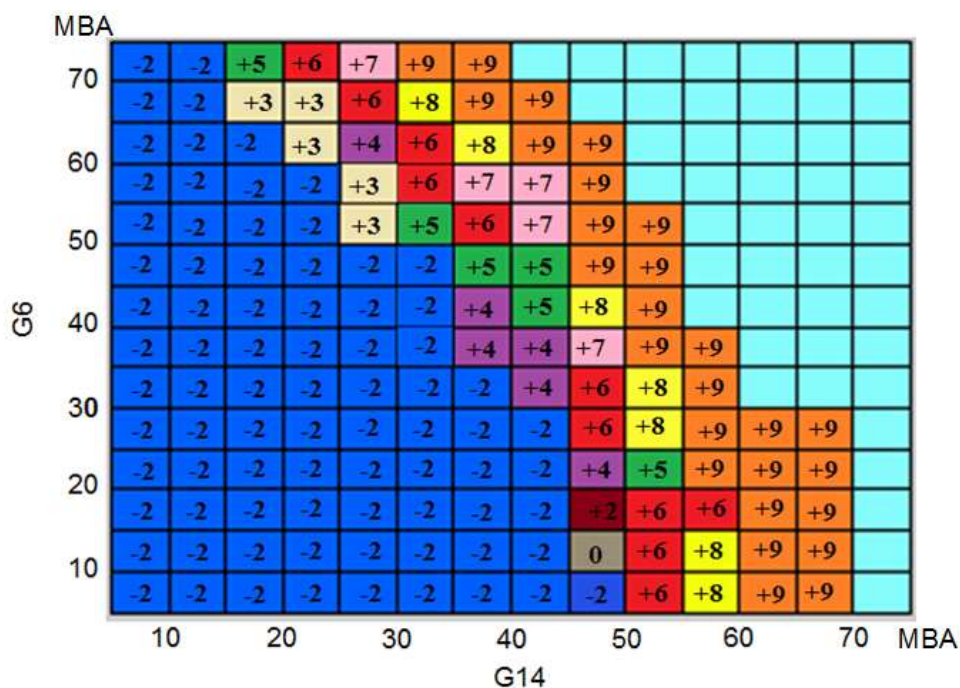
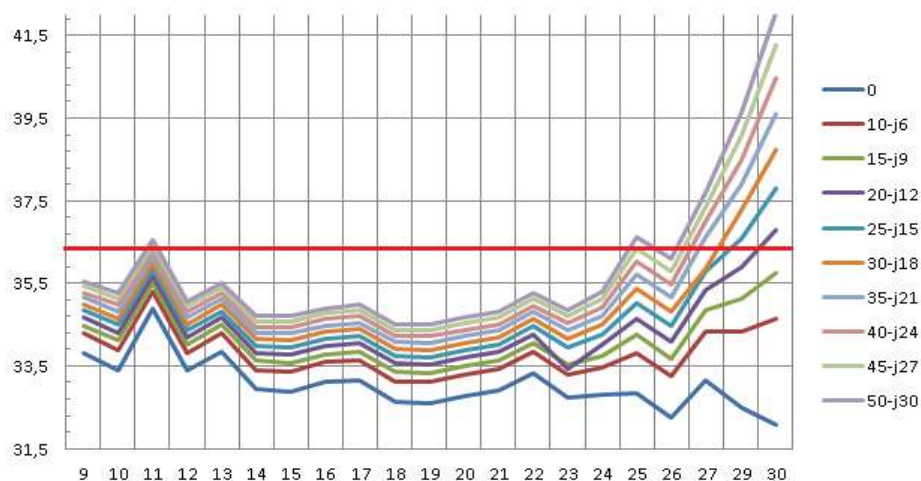
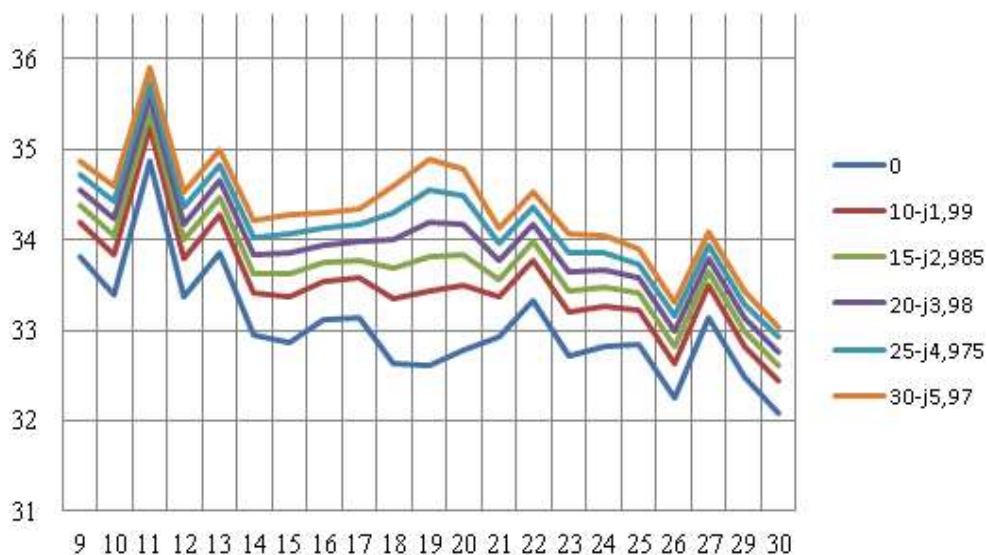


Рисунок 4.18 – Передаточна функція НЛК за одночасної генерації джерел РГ

У процесі дослідження даної тестової схеми були отримані графіки зміни напруги у вузлах мережі залежно від потужності джерела РГ. Далі представлені графіки зміни напруги у вузлах на рис. 4.19.



(a)



(б)

Рисунок 4.19 – Профіль напруги за введення джерела РГ у вузлах:

а) №30; б) №19

У таблиці 4.2 представлено значення відайок трансформатора гілки 27-28 у разі введення різної потужності джерела РГ у вузлі №19. На рис.4.20 наведені криві зміни напруги у вузлах №27,29,30 до перемикавання відпайок та після. У результаті здійснення контролером керуючих впливів у сенсорних вузлах значення напруги знаходиться в допустимих межах.

Таблиця 4.2 - Значення відпайок трансформатора гілки 27-28 за введення РГ

Потужність ВДЕ у вузлі №30		Потужність ВДЕ у вузлі №19					
		0	10-j1,99	15-j2,985	20-j3,98	25-j4,975	30-j5,97
	0	-2	-2	-2	-2	-2	-2
	10-j6	-2	-2	-2	-2	-2	-2
	15-j9	-2	-2	-2	1	1	1
	20-j12	0	2	-2	3	2	3
	25-j15	2	4	-2	4	5	5
	30-j18	4	6	-2	6	7	7
	35-j21	7	8	-2	9	9	9
	40-j24	9	9	-2	-	-	-

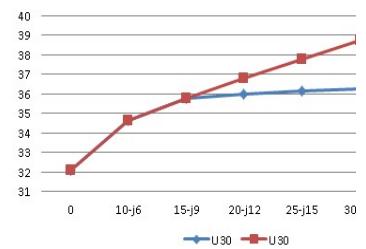
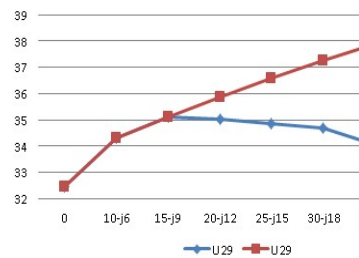
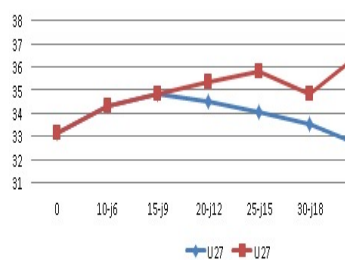


Рисунок 4.20 - Профіль напруги за введення РГ до /та після перемикання відпайок

На рис.4.21 зображена схема підключення нечіткого логічного контролера (НЛК) до мережі. На вхід системи нечіткого виведення з датчиків знімається інформація про параметри системи. У нашому випадку це потужності генерації джерел РГ. Сигнали, які формуються на виході системи нечіткого виводу, відповідають вихідним змінним процесу керування, тобто номерами відпайок трансформатора.

Дані, що характеризують лінгвістичні параметри про потужності генерації кожного джерела РГ, зберігаються у відповідних блоках SDG1, SDG2 і надходять на вхід НЛК. Нечіткий логічний контролер формує значення вольтодобавки, засновуючись на необхідному значенні напруги для конкретного приєднання та фактичної напруги на низькій стороні трансформатора.

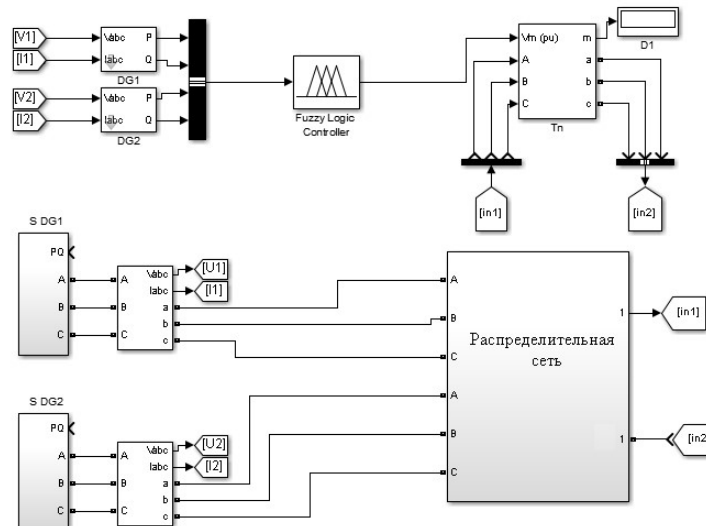


Рисунок 4.21 - Модель схеми підключення контролера до мережі

Отримане значення вольтодобавки надходить на вхід блока регулювання напруги під навантаженням, змінюючи тим самим напруги на вищій стороні трансформатора, і відповідно на вторинній обмотці трансформатора та приєднань, що відходять.

Висновки по 4 розділу

Обґрунтовано застосування методів нечіткої логіки для визначення визначаючого приєднання в системі електропостачання з урахуванням стохастичного характеру зміни параметрів, які характеризують стан електротехнічного комплексу.

Розроблено метод визначення вузла встановлення джерел розподіленої генерації на основі лінгвістичних міркувань, які реалізовані нечітким логічним контролером відповідно до створеної бази правил експертних знань, що дає можливість отримати обґрунтовані рішення щодо місць встановлення джерел розподіленої генерації виходячи із рейтингу вузлів.

З аналізу поверхні відгуку нечіткого логічного контролера встановлено, що рейтинг вузла електричної мережі для встановлення джерела розподіленої генерації збільшується зі збільшенням значення коефіцієнта чутливості втрат активної потужності та різниці провідності пункту.

Розроблено алгоритм прийняття рішення регулюючим пристроєм щодо зміни відпайки РПН на основі нечіткої логіки для підтримання напруги у вузлі замкненої мережі у нормованих значеннях, який враховує затримку на спрацювання пристрою РПН за короткочасного зниження напруги.

ВИСНОВКИ

Відповідно до проведених дисертаційних досліджень вирішена актуальна науково-технічна задача визначення місця встановлення та потужності джерела розподіленої генерації. У цьому випадку отримано наступні наукові результати:

1. Проведено аналіз існуючих методів оптимізації розміщення розподіленої генерації та її потужності в електричних мережах, що показав наявність ряду недоліків у існуючих методах, таких як: недостатня надійність визначення оптимального рішення, велика кількість ітерацій, необхідних для обчислень, необхідність коригування початкових умов за вибору вузлів підключення джерел ВДЕ.

2. Встановлено, що наявність сонячної та вітрової генерації може як збільшувати, так і зменшувати втрати потужності в замкненій електричній мережі, що в основному залежить від вузлів встановлення, потужності, які генерується, а також від топології мережі.

3. Запропоновано підхід до визначення оптимального вузла та потужності сонячної та вітрової генерації на основі використання жорстких вузлів електричної мережі та оптимальної потужності розподіленої генерації, виходячи із мінімальних повних втрат потужності. Встановлено, що доцільним є введення розподіленої генерації в жорсткі вузли за напругою, оскільки в таких вузлах у разі збурень у мережі спостерігається найменше відхилення напруги.

4. Запропоновано метод комплексного оцінювання чутливості вузлів електричної мережі для визначення оптимального вузла підключення джерела ВДЕ при мінімізації втрат потужності у мережі, зміни напруги у вузлах з урахуванням вкладень в інвестиційно-інноваційний проєкт ВДЕ, застосовуючи обмеження щодо загальної введеної потужності РГ та дотримання режиму напруги у вузлах без застосування додаткових засобів компенсації реактивної потужності. Даний метод дозволяє: зменшити вплив від стохастичного генерування потужності на режимні параметри мережі; оцінити вузли та потужність джерела сонячної та вітрової генерації на стадії передпроектних варіантів, а також може бути використаний при виборі оптимального варіанту на стадії проєктування.

5. Запропоновано цільову функцію на основі універсального коефіцієнта генерації, яка дозволяє на основі відомих режимних параметрів без проведення додаткових розрахунків визначити максимальне значення потужності сонячної та вітрової генерації у вузлах електричної мережі при плануванні її режимів роботи, що на відміну від існуючих дозволяє визначити максимальний рівень генерації активної потужності ВДЕ при дотриманні нормально допустимих значень усталеного відхилення напруги та підвищення техніко-економічної ефективності функціонування електричної мережі.

6. Розроблено новий узагальнений метод короткотермінового визначення потужності сонячної та вітрової генерації у вузлах електричної мережі при плануванні її режимів роботи на основі універсального коефіцієнта генерації, який враховує втрати потужності та зміни рівня напруги, як показники якості електроенергії, що забезпечує підвищення техніко-економічної ефективності функціонування електричної мережі з сонячною та вітровою генерацією.

7. Розроблено метод визначення вузла встановлення джерел розподіленої генерації на основі лінгвістичних міркувань, які реалізовані нечітким логічним контролером відповідно до створеної бази правил експертних знань, що дає можливість отримати обґрунтовані пріоритетні рішення щодо вузлів підключення сонячної та вітрової генерації, виходячи із рейтингу вузлів, сформованих нечітким контролером. Пріоритет за нечіткого логічного рішення формується на основі коефіцієнтів чутливості до втрат активної потужності, сенсорності вузла по напрузі, а також інвестицій на встановлення, експлуатацію та обслуговування джерел розподіленої генерації.

8. Розроблено математичну модель оцінки рейтингу вузлів пріоритетних для встановлення джерела генерації на основі нечіткого логічного аналізу, що дає можливість визначення місця підключення генерації по пріоритету вузлів в умовах непрогнозованості потужності генерації з урахуванням невизначеності режимної інформації.

9. Сформовано алгоритм прийняття нечіткого логічного рішення щодо комутації відпайок РПН трансформатора у вузлі електричної мережі при підключенні

потужності сонячної та вітрової генерації, що дозволяє виконати коригування рівня напруги в разі недостовірності вхідної режимної інформації та забезпечити дотримання рівня якості електроенергії.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кирик В.В., Губатюк О.С. Регулювання режиму напруги мережі з джерелами розподіленої генерації // Оптико-електронні інформаційно-енергетичні технології. - №1 (25). – 2013. – С. 125 – 128.
2. Кирик В.В., Губатюк О.С. Створення бази знань нечіткого логічного контролера для оптимізації перетоків реактивної потужності // Енергетика: економіка, технології, екологія. – №2. – 2014. – С. 11 – 13.
3. Губатюк О.С. Визначення оптимального місця та потужності джерела розподіленої генерації / О.С. Губатюк // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. – 2015. – Випуск №42. – С.52-55.
4. Кирик В.В. Сенсорний метод пошуку місця встановлення джерела розподіленого генерування / В.В.Кирик, О.С. Губатюк // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2015. – №6(123). – С.136-140.
5. Кирик В.В. Обґрунтування оптимального місця підключення джерела розосередженого генерування та значення його потужності / В.В.Кирик, О.С. Богомоллова // Науково-практичний журнал "Електротехніка і електромеханіка". - 2019 - Випуск 2. – С.55-60.
6. Кирик В.В. Оптимизация метода поиска месторасположения источников распределенной мощности / В.В.Кирик, О.С. Губатюк // Науковий вісник Академії муніципального управління. Сер. "Техніка". Збірник наукових праць / Академія муніципального управління.- 2015. – Випуск 2(10). – С. 67-74.
7. Frankfurt School-UNEP Collaborating Centre for Climate and Sustainable Energy Finance (2016), “*Global trends in renewable energy investment*”, available at: http://fsunepcentre.org/sites/default/files/publications/globaltrendsrenewableenergyinvestment2016lowres_0.pdf (accessed 18 August 2017).
8. Національна енергетична компанія «Укренерго». Офіційний сайт. Режим доступу: <https://ua.energy/>
9. Блінов І.В., Мірошник В.О., Шиманюк П.В. Короткостроковий інтервальний прогноз сумарного відпуску електроенергії виробниками з

відновлювальних джерел енергії // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2019. . – Випуск № 54. – С. 5-12. DOI:<https://doi.org/10.15407/publishing2019.54.005>.

10. Кириленко О.В. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах / О.В. Кириленко, В.В. Павловський, Л.М. Лук'яненко // Техн. електродинаміка. – 2011. – №11 – С.46-53

11. Priya L. Donti, Jacob Rosenbloom, Alex Gruver, and James C. Boerkoel Jr. Predicting the Quality of User Experiences to Improve Productivity and Wellnes / *Proceedings of the Twenty-Ninth AAAI Conference on Artificial Intelligence*. – 2015. – P.4154-4155.

12. Ackermann T., Anderson G., Soeder L./ Distributedgeneration: a definition // Electric Power Systems Research. - 2001. - Vol. 57. - P. 195–204.

13. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими [Базюк Т.М., Блінов І.В., Буткевич О.Ф., Гончаренко І.С., Денисюк С.П., Жуйков В.Я., Кириленко О.В., Лук'яненко Л.М., Миколаєць Д.А., Осипенко К.С., Павловський В.В., Рибіна О.Б., Стелюк А.О., Танкевич С.Є., Трач І.В.]; за заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка. – К.:Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.

14. Жаркін А.Ф., Попов В.А., Сахрагард Саид Банузаде и др. Многокритериальная оценка альтернативных вариантов интеграции источников распределенной генерации в распределительные сети // Электронное моделирование. – 2016. – Т. 38, №1. – С. 99-112.

15. Кириленко О.В. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах / О.В. Кириленко, В.В. Павловський, Л. М. Лук'яненко, А.Е. Зоммер // Технічна електродинаміка. - 2011. - №1. – С. 46-53.

16. Кириленко О.В. Основні проблеми інтеграції відновлювальних джерел електроенергії в «слабкі» мережі / О.В. Кириленко, В.В. Павловський, Л.М. Лук'яненко, І.В. Трач // Техн. електродинаміка. – 2012. – №3. – С.25-26.

17. Солдатенко В.П. Автоматичне керування режимами роботи комбінованої електроенергетичної системи з відновлювальними джерелами енергії / В.П. Солдатенко, С.П. Плешков // Вісник Національного технічного університету «ХПІ».

Збірник наукових праць. Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. – 2017. – №34. – С.66-70.

18. Guan F.H. Research on Distributed Generation Technologies and its impacts on Power System // F.H. Guan, D. M Zhao, X. Zhang, B.T Shan, Z. Liu. Conference Proceedings DRPT. China, 2008. 08DRPT0557

19. Office of Electricity Delivery and Energy reliability by the National Energy Technology Laboratory. Provides power quality for the digital economy. [Electronic resource] / Available at: <http://www.netldoe.gov/research/energy-efficiency/energy-delivery/smart-grid>

20. Кириленко О.В., Парховник А.В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови// Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. – Київ, 2010. – С.10-16.

21. Комар В. О. Оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії : дис. ...канд. техн.наук.: 05.14.02 / Вінницький національний технічний університет. – Вінниця, 2019. – 337 с.

22. Яндульський О.С., Денисюк П.Л., Яндульський С.О. Особливості аналізу режимів електроенергетичних систем з вітровими електричними станціями // Наукові праці Донецького національного університету. – 2011. - №11(186). – С.464-465.

23. Policy and application forms for Connection and Operation of Distributed Generation: 2011. Connection and operation of Distributed Generation. Gisborne: Eastland Network Ltd, 2011. – 43p

24. Лежнюк П.Д. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія / П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, О. В. Нікіторович, В. В. Кулик. – Вінниця: ВНТУ, 2014. — 204 с.

25. Грабко В.В. Моделі та засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН: монографія / В.В. Грабко – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. – 109 с

26. Дмитренко А.И., Красов А.И., Пироженко А.Н. и др. Применение тиристоров в переключающих устройствах трансформаторов общего назначения //

НТС, ЭП. Сер. Аппараты высокого напряжения, трансформаторы, силовые конденсаторы. – 1974. – №9/14. – С. 15–17.

27. Устройство для регулирования переменного напряжения: А.с. 1257747 СССР, МКИ Н 02 J 3/18 / А.И. Дорошенко, В.А. Николаенко, Ю.И. Елумахов (СССР). - № 3848458/24-07; Заявлено 24.01.85; Оpubл. 1986, Бюл. №34.

28. Устройство для переключения ответвлений силового трансформатора: А.с. 599326 СССР, МКИ Н 02 Р 13/06, Н 03 К 17/56 / В.П. Дудин, А.Н. Пироженко (СССР). – №2376889/24-07; Заявл. 24.06.76; Оpubл. 25.03.78, Бюл. №11

29. Gueth Gerhard. Statische Pegeltransformatoren für electrische Energieübertragungssysteme: Diss. Dokt. Techn. Wiss Eidgenoess / Tech. Hochschul. Zürich, 1982

30. Труніна Ганна Олексіївна. Підвищення ефективності регулювання напруги в розподільних електричних мережах з розосередженим генеруванням: дис. ...канд. техн.наук.: 05.14.02 / Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського. Київ, 2019. – 216 с.

31. Гаєвський О.Ю., Магада В.В., Ужейко С.О. Методи гармонічного аналізу вихідної напруги інвертора в реальному часі // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2014. - №3. – С.72-77.

32. Стогній Б.С., Кириленко ОВ., Парховник А.В., Денисюк С.П, Інтелектуальні електричні мережі: світовий досвід і перспективи України // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2011. – Ч.1. – С.5-20.

33. Shivarudraswamy R., Gaonkar D.N. Coordinated Voltage Control with Reactive Power of the Distributed Generators using Genetic Algorithm // International Journal of Scientific & Engineering Research. – 2012. – Vol.3, No6. – P.1-7.- ISSN 2229-5518.

34. Yashodhan P. Agalgaonkar, Bikash C. Pal, Rabih A. Jabr. Distribution Voltage Control Considering the Impact of PV Generation on Tap Changers and Autonomous Regulators // IEEE Transactions on Power Systems. – 2014. – Vol.29, No.1. – P.182-191.

35. Shady A. El-Kashlan, Hussien El-Desouki Saied. Power quality assessment via coordinated voltage control in distributed power generation. Power International Jornal of Electrical and Power Engineering. – 2009. - #3(6). – P. 289-295.

36. Young-Jin Kim, Seon-Ju Ahn, Pyeong –Ik Hwang, Gi-Chan Pyo, Seung-Il Moon. Coordinated Control of a DG and Voltage Control Devices Using a Dynamic Programming Algorithm // IEEE Transaction On Power Systems, February. – 2013. – Vol.28, No.1. – P.42-51.
37. Ki-Seok Jeong, Hyun-Chul Lee, Young-Sik Baek, Ji-Ho Park. Coordinated Voltage and Reactive Power Control Strategy with Distributed Generator for Improving the Operational Efficiency // Journal of Electrical Engineering and Technology. – 2013. – Vol.8, No 6. – P. 742-749
38. Mohd Khairun Nizam Mohd Sarmin, Worawat Nakawiro, Mohd Zamri Che Wanik, Mohd FadzilMohd Siam, ZahrulFaiziHussien, Ahmad Asru Ibrahim, Ahmad Kamil Mat Hussin // Coordinated Voltage Control in Distribution Network with Renewable Energy Based Distributed Generation. Engineering. – 2013. – Vol.5. – P.208- 214.
39. Shivarudraswamy R., Gaonkar D.N. Coordinated Voltage Control using Multiple Regulators in Distribution System with Distributed Generators // Engineering and Technology. – 2011. – Vol.50. – P. 568-572.
40. Viawan F.A., Karlsson D. Coordinated Voltage and Reactive Power Control in the Presence of Distributed Generation // Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century: 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting. 20-24 Jul. 2008. – 2008. – P.1-6.
41. *Soroudi A, Ehsan M, Zareipour H.* A practical eco-environmental distribution network planning model including fuel cells and non-renewable distributed energy resources // Renewable Energy. – 2011. – Vol.36(1). – P. 179-188.
42. *Haesen E, Espinoza M.* Optimal placement and sizing of distributed generator units using genetic optimization algorithms // Electrical Power Quality and Utilisation Journal. – 2005. – Vol.1. – No.1. – P. 97-104.
43. *Gandomkar M, Vakilian M, Ehsan M.* A combination of genetic algorithm and simulated annealing for optimal DG allocation in distribution networks // Canadian conference on electrical and computer engineering, Sakatoon. – 2005. – P. 645-648.

44. *Golshan M, Arefifar SA.* Optimal allocation of distributed generation and reactive sources considering tap positions of voltage regulators as control variables // *European Transactions on Electrical Power.* – 2007. – Vol.17. – Pp. 219-239.

45. *Falaghi H, Haghifam M.* ACO based algorithm for distributed generation sources allocation and sizing in distribution networks // *IEEE Lausanne Power Tech.* – 2008. – No.5. – P. 555-560.

46. Гончаренко Ігор Станіславович Визначення оптимальних варіантів приєднання відновлювальних джерел енергії до електричних мереж: дис. ...канд. техн.наук.: 05.14.02 / Національна академія наук України Інститут Електродинаміки. Київ, 2017. – 145с.

47. *Deependra Singh, Devender Singh, K.S. Verma* Multiobjective Optimization for DG Planning With Load Models // *IEEE Transactions on Power Systems.* – 2009. – Vol.24. – No.1.

48. *Hoff T.E., Wenger H.J., and Farmer B.K.* Distributed generation. An alternative to electric utility investments in system capacity // *Energy Policy.* – 1996. – P.137-147.

49. *Frase P. and Morita S.* Distributed generation in liberalised electricity markets, International Energy Agency, 9, rue de la Federation. 75739 Paris, cedex 15, France, Tech. Rep., 2002.

50. *Blazewicz.* Reliability and distributed generation, Arthur D. Little, Inc., Tech. Rep., 2000.

51. *Imran M.A., Kowsalya M.* Optimal distributed generation and capacitor placement in power distribution networks for power loss minimization // *IEEE, International conference ICAEE.* – 2014.

52. *Muthukumar K., Jayalalitha S.* Optimal Placement and Size of Distributed generators and Shunt Capacitors for Power Loss Minimization in Radial Distribution Networks using Heuristic Search Optimization Technique. Elsevier Ltd. // *Power and Energy Syst.* – 2016. – Vol. 78. – Pp. 299-319.

53. Лежнюк П.Д., Кравчук С.В. Оптимізація схем під'єднання нетрадиційних і відновлювальних джерел електроенергії в електричних мережах // *Вісник Чернігівського державного технологічного університету.* – 2013. – №2(65). –

C.168-173.

54. Jegadeesan M., Keerthana V. Optimal Sizing and Placement of Distributed Generation in Radial Distribution Feeder Using Analytical Approach // International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology. – 2014. – Vol.3. – Pp. 358-364.

55. Войтов О. Н. Анализ неоднородностей электроэнергетических систем / О. Н. Войтов, Н. И. Воропай, А. З. Гамм и др. — Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1999. — 256 с.

56. Баранов И.Л. Применение показателей чувствительности узлов в задачах управления режимами ЭЭС: дис. ... канд.тех.наук: 05.14.02 / И.Л.Баранов. – М., 2015. – 138 с.

57. Савина Н. В. Управление уровнем потерь электроэнергии в активно-адаптивных электрических сетях: учебное пособие / Н. В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 114 с.

58. Точений Вадим Анатолійович Моделі і методи розрахунку техніко-економічних характеристик вітрових електростанцій: дис. ...канд. техн.наук.: 05.14.08 / Національна академія наук України Інститут Електродинаміки. Київ, 2015. – 154с

59. Кузнецов М.П., Лисенко О.В. Методи прогнозування виробітку електроенергії вітровими електростанціями // Відроджувальна енергетика. – 2010. – №3. – С.42-47.

60. Жмак Е.И. Регулирование напряжения в электротехнических системах на основе нечеткой логики: дис. ...канд.техн.наук: 05.14.02 / Е.И.Жмак. – Новосибирск, 2004. – 120 с.

61. Аракелов В.Е. Комплексная оптимизация энергоустановок промышленных предприятий / В.Е. Аракелов. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 276 с.

62. Венков В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: Учеб. пособие для энерг. спец. вузов / В.А. Веников, В.Г. Журавлев, Т.А. Филиппова; 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 349 с.

63. Рубаненко О.Є., Лесько В.О., Рубаненко О.О. Оптимальне керування нормальними режимами ЕЕС з врахуванням чутливості втрат потужності і технічного стану регулюючих пристроїв // Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки. – Харків. – 2013. – №1. – С.160-165.

64. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 236 с.

65. Веников В.А., Идельчик В.И., Лисеев М.С. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах: – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 216 с.

66. Электрические системы и сети / Н.В. Буслова, В.Н. Винославский, Г.И. Денисенко и др.; под ред. Г.И.Денисенко. – К.: Вища шк. 1986. – 584 с.

67. Tesla Alfredo, Curcio Ciuseppe, Menniti Daniele. Regolazione della tensione in cabine MT/BT in presenza di carichi non omotetici // Energ. Elett. – 1993. – 70, #10. – P.416-422.

68. Рэнси Р. Трансформаторы с переключением под нагрузкой // Мировая энергетика. – 1996. – №4. – С. 27-33.

69. Поредоминский В.В. Устройства переключения трансформаторов под нагрузкой. – Изд. 2-е, перераб. и исправ. – М.: Энергия, 1974. – 288 с.

70. Пат. 44616А Україна, МКИ Н 01 F 29/04, Н 01 Н 19/12. Трифазний перемикач відгалужень обмоток трансформатора під навантаженням: Пат. 44616А Україна, МКИ Н 01 F 29/04, Н 01 Н 19/12 / А.Л.Вайштейн, Р.А. Ангоріна, М.Ф. Андросов, Т.М. Синицина (Україна); ВАТ «Український наук.-досл. проектно-конструк. та технол. інститут трансформаторобудування». - № 2001064055; Заявл. 13.06.2001; Опубл. 15.02.2002.

71. Пат. 27824 Україна, МКИ Н 01 F 29/02, Н 01 Н 9/00. Перемикач ступенів обмоток трансформатора: Пат. 27824 Україна, МКИ Н 01 F 29/02, Н 01 Н 9/00Д. Дохнальд, Д.Неймер, В.Альберхт, Г.Клос, Р.Лаутерволд, Х.Лісманн-Міске (Німеччина); Машинен фабрик рейнхаузер Гмбх.. - № 94005451; Заявл. 06.05.93; Опубл. 16.10.2000.

72. Устройство для автоматического регулирования напряжения узла электрической сети: А.с. 1598044 СССР, МКИ Н 02 Р 13/06 / Н.М. Балдин (СССР). - №2468831/24-07; Заявл. 23.03.77; Опубл. 25.04.80, Бюл. №15.

73. Пат. 27394 Україна, МКИ Н 02 J 3/12. Способи регулювання напруги силового трансформатора: Пат. 27394 Україна, МКИ Н 02 J 3/12 / М.А. Бікі, Г.І. Цієр, Ю.Н.Шафір (Україна); ВАТ «Запоріжтрансформатор». - № 93007732; Заявл. 07.09.93; Опубл. 15.09.2000.

74. Полищук В.В. Управление энергетическими потоками на предприятиях горной промышленности / В.В. Полищук, Д.М. Тарасов // Машиностроение и автоматизация производства: мужвуз.сб. / СПб.: СЗПИ, 1999. – С.41-44.

75. Тарасов Д.М. Управление режимом напряжения территориально рассредоточенных электроприемников горных предприятий: дис. ...канд.техн.наук: 05.09.03 / Д.М. Тарасов. – СПб., 2003. – 117 с.

76. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Рубаненко О.О. Оптимальне керування нормальними режимами ЕЕС з врахуванням нормативного значення технічних втрат електроенергії та технічного стану трансформаторів з РПН // Наукові праці ДонНТУ. Електротехніка і енергетика. – 2013. – №1(14). – С.168-172.

77. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Казьмірук О.І. Оптимальне керування нормальними режимами ЕЕС з урахуванням технічного стану трансформаторів із РПН // Наукові праці ВНТУ. Енергетика та електротехніка. – Київ. – 2012. – №4.

78. Маслов А.А. Статические компенсирующие устройства для промышленных предприятий / А.А. Маслов, О.П. Нечаев, М.О. Польский, А.И. Федотов // Электрические станции. – 2000. - №3. – С.47-52.

79. Жмак Е.И. Обоснование принципа нечеткого регулирования напряжения с помощью РПН трансформаторов / Е.И. Жмак, В.З. Манусов // Электроэнергетика: сб. науч. тр. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002.- С. 32-42.

80. Штовба С.Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB / С.Д. Штовба. – М.: Горячая Линия. – Телеком, 2007. – 370 с.

Додаток А Характеристики ділянок ліній та навантаження ПС розрахункової схеми 35 кВ

Таблиця А.1 – Параметри ділянок розрахункової схеми 35 кВ

Ділянка	Марка проводу	Довжина, l , км	Погонний активний опір, r_0 , Ом/км	Погонний індуктивний опір, x_0 , Ом/км
1	2	3	4	5
0,1	АС-120/19	21,6	0,244	0,414
0,9	АС-120/19	12	0,244	0,414
0,11	АС-150/24	1,7	0,204	0,406
0,25	АС-120/19	5,7	0,244	0,414
0,30	АС-150/24	10	0,204	0,406
1,2	АС-120/19	3,4	0,244	0,414
1,3	АС-150/24	6,8	0,204	0,406
1,27	АС-150/24	14,6	0,204	0,406
3,4	АС-150/24	0,2	0,204	0,406
4,5	АС-150/24	1,43	0,204	0,406
5,6	АС-150/24	8,16	0,204	0,406
6,7	АС-120/19	14,5	0,244	0,414
6,8	АС-150/24	8,3	0,204	0,406
8,9	АС-150/24	4,16	0,204	0,406
9,10	АС-120/19	0,1	0,244	0,414
10,11	АС-120/19	0,233	0,244	0,414
11,12	АС-120/19	5,35	0,244	0,414
12,13	АС-70/11	2,4	0,422	0,432
12,14	АС-120/19	5,75	0,244	0,414
14,15	АС-70/11	2,4	0,422	0,432
14,16	АС-150/24	1,13	0,204	0,406
16,17	АС-70/11	2,4	0,422	0,432
16,18	АС-150/24	29,2	0,204	0,406
18,19	АС-120/19	0,99	0,244	0,414
19,20	АС-120/19	19,9	0,244	0,414
19,27	АС-150/24	14,5	0,204	0,406
20,21	АС-120/19	11,5	0,244	0,414

Закінчення табл. А.1

1	2	3	4	5
20,22	АС-120/19	8,0	0,244	0,414
19,27	АС-150/24	14,5	0,204	0,406
20,21	АС-120/19	11,5	0,244	0,414
20,22	АС-120/19	8,0	0,244	0,414
22,23	АС-120/19	11,5	0,244	0,414
23,24	АС-120/19	9,87	0,244	0,414
24,25	АС-120/19	14,5	0,244	0,414
25,26	АС-120/19	0,2	0,244	0,414
27,28	АС-150/24	12,8	0,204	0,406
28,29	АС-150/24	9,7	0,204	0,406

Таблиця А.2 – Навантаження у вузлах електричної мережі напругою 35 кВ

Номер вузла	Повна потужність, МВА	Номер вузла	Повна потужність, МВА
1	$0 - j0$	16	$0,03 - j0,02$
2	$0,41 - j0,2$	17	$0,55 - j0,27$
3	$1,09 - j0,53$	18	$0 - j0$
4	$1,2 - j0,58$	19	$7,68 - j3,72$
5	$1,09 - j0,53$	20	$0 - j0$
6	$0,71 - j0,34$	21	$0,13 - j0,06$
7	$0 - j0$	22	$0,37 - j0,18$
8	$1,09 - j0,53$	23	$0,48 - j0,23$
9	$0,02 - j0,03$	24	$0,22 - j0,01$
10	$0 - j0$	25	$0,01 - j0,01$
11	$0 - j0$	26	$0,23 - j0,11$
12	$0,01 - j0,01$	27	$1 + j0,41$
13	$0,71 - j0,34$	28	$-8,7 - j0,14$
14	$0,05 - j0,03$	29	$1,71 - j0,24$
15	$0,49 - j0,24$	30	$12 - j6$

Додаток Б Розрахунок режиму роботи усталеного режиму роботи електричної мережі напругою 35 кВ методом Зейделя за допомогою пакету прикладних програм Mathcad


```

U := | k ← 0
      | q ← 1
      | while q > ε
      |   | for i ∈ 1.. n
      |   |   | Spi ← Si + Yp · (|Ui|)2
      |   |   | Ui ←  $\frac{1}{y_{i,i}} \left[ \frac{Sp_i}{\overline{U_i}} - \sum_{j=0}^n (y_{i,j} \cdot U_j) + y_{i,i} \cdot U_i \right]$ 
      |   |   | for i ∈ 1.. n
      |   |   |   | dSi ← Spi -  $\left[ \sum_{j=0}^n (y_{i,j} \cdot U_j) \right] \cdot \overline{U_i}$ 
      |   |   |   | q ← max(|dS|)
      |   |   |   | k ← k + 1
      | U

```

Додаток В Довідки про впровадження результатів дисертаційного дослідження

«ЗАТВЕРДЖУЮ»
 Декан факультету електроенерготехніки та автоматики
 Національного технічного університету України
 Київський політехнічний інститут імені Ігоря
 Сікорського
 Проф., д.т.н. Яндульський О.С.
 2021 р.



АКТ ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ

Об'єкт впровадження: науково-методичні розробки щодо методів узагальненого оцінювання обсягів введення потужності сонячної та вітрової генерації та вузлів їхнього підключення до електричної мережі.

Автор розробки: Богомоллова О.С., асистент кафедри електричних мереж та систем КІП ім. Ігоря Сікорського.

Джерела інформації:

1. Губатюк О.С. Регулювання режиму напруги мережі з джерелами розподіленої генерації / В.В. Кирик, О.С. Губатюк // *Опติко-електронні інформаційно-енергетичні технології*. – 2013. – №1 (25). – С. 125-128.
2. Губатюк О.С. Створення бази знань нечіткого логічного контролера для оптимізації перетоків реактивної потужності / В.В. Кирик, О.С. Губатюк // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. – 2014. – №2. – С. 11-13.
3. Губатюк О.С. Визначення оптимального місця та потужності джерела розподіленої генерації // *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. – 2015. – №42. – С.52-55.
4. Губатюк О.С. Сенсорний метод пошуку місця встановлення джерела розподіленого генерування / В.В. Кирик, О.С. Губатюк // *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. – 2015. – №6(123). – С.136-140.
5. Богомоллова О.С. Обґрунтування оптимального місця підключення джерела розосередженого генерування та значення його потужності / В.В. Кирик, О.С. Богомоллова // *Науково-практичний журнал "Електротехніка і електромеханіка"*. – 2019. – №2. – С.55-60.
6. Губатюк О.С. Оптимизация метода поиска месторасположения источников распределенной мощности / В.В.Кирик, О.С. Губатюк // *Науковий вісник Академії муніципального управління. Сер., "Техніка". Збірник наукових праць*. – 2015. – Випуск 2(10). – С. 67-74.

Результати впровадження: наукові та науково-методичні розробки щодо методів узагальненого оцінювання обсягів введення потужності сонячної та вітрової генерації та визначення вузлів їхнього підключення до електричної мережі впроваджено у навчальний процес кафедри електричних

мереж та систем під час виконання курсових робіт та дипломного проектування бакалаврів і магістрів.

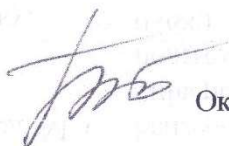
Відповідальні за впровадження:

Заст. завідувача кафедри
Електричних мереж та систем
к.т.н., доц.



Володимир БАЖЕНОВ

Асистент кафедри
електричних мереж та систем



Оксана БОГОМОЛОВА

про впровадження результатів дисертаційної роботи
 Богомоловой Оксани Сергіївни

Окремі результати дисертаційної роботи Богомолової Оксани Сергіївни «Методи та моделі оцінки потужності сонячної та вітрової генерації», поданої на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.14.02 – електричні станції, мережі і системи, були використані при виконанні науково-дослідної роботи «Методи оцінки електроенергетичних режимів, пов'язаних з впровадженням нетрадиційних джерел електроенергії, на основі нечіткої логіки» (номер державної реєстрації 0118U000591).

- 1) Результати аналізу впливу джерел сонячної та вітрової генерації на втрати потужності в лініях електропередавання та трансформаторах;
- 2) Результати використання розробленого універсального коефіцієнта генерації для визначення оптимальних обсягів генерації потужності сонячної та вітрової енергії в залежності від їхнього вузла підключення;
- 3) Створений нечіткий логічний контролер для прийняття рішень щодо оптимальної потужності та вузла підключення джерела відновлювальної енергії.

Завідувач кафедри
Електричних мереж та систем
д.т.н., проф.

Валерій КИРИК

Додаток Г. Список публікацій здобувача за темою дисертації та відомості про апробацію результатів

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації:

1. Кирик В.В., Губатюк О.С. Регулювання режиму напруги мережі з джерелами розподіленої генерації // *Оптико-електронні інформаційно-енергетичні технології*. – №1 (25). – 2013. – С. 125 – 128.

2. Кирик В.В., Губатюк О.С. Створення бази знань нечіткого логічного контролера для оптимізації перетоків реактивної потужності // *Енергетика: економіка, технології, екологія*. – №2. – 2014. – С. 11 – 13.

3. Губатюк О.С. Визначення оптимального місця та потужності джерела розподіленої генерації / О.С. Губатюк // *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. – 2015. – №42. – С.52-55.

4. Кирик В.В. Сенсорний метод пошуку місця встановлення джерела розподіленого генерування / В.В.Кирик, О.С. Губатюк // *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. – 2015. – №6(123). – С.136-140. (включено до міжнародних наукометричних баз даних Index Copernicus та РИНЦ)

5. Кирик В.В. Оптимизация метода поиска месторасположения источников распределенной мощности / В.В.Кирик, О.С. Губатюк // *Науковий вісник Академії муніципального управління. Сер., "Техніка". Збірник наукових праць / Академія муніципального управління.* – 2015. – Випуск 2(10). – С. 67-74.

6. Кирик В.В. Обґрунтування оптимального місця підключення джерела розосередженого генерування та значення його потужності / В.В.Кирик, О.С. Богомолова // *Науково-практичний журнал "Електротехніка і електромеханіка"*, 2019 – Випуск 2. – С.55-60.

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

7. Кирик В.В. Дослідження впливу джерел розподіленої генерації на режим роботи електричної системи / В.В. Кирик, О.С. Губатюк, В.І. Моссаковський // *Відновлювальна енергетика XXI століття: XIV Міжнарод.наук.-техн. конф.: матеріали конференції*. – АР Крим. - 16 вересня 2013р. - С.141-143.

8. Кирик В.В. Применение нечеткой логики для регулирования напряжения электрических сетей / В.В. Кирик, О.С.Губатюк // *Повышение эффективности энергетического оборудования: VII Международной научно-практической конференции: мат.конференции.* – Москва, - 11-13 декабря 2013г. - С.449-457.
9. Кирик В.В. Інтелектуальна методика визначення місць встановлення обмежувачів перенапруги / В.В. Кирик, Л.П. Головій, О.С.Губатюк // *Міжнародна науково-практична конференція «Інноваційні підходи та механізми державного та муніципального управління».* – Київ. – 2013. – С.307-309
10. Губатюк О.С. Регулювання напруги при введенні розподіленої генерації / О.С.Губатюк, О.Є.Стрижиус // *Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених, аспірантів і студентів. Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики.* – Київ: Політехніка, 2013. – С.107-110.
11. Губатюк О.С. Вплив розподіленої генерації на режимні параметри мережі / О.С.Губатюк, Н.М.Дацько // *Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених, аспірантів і студентів. Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики.* – Київ: Політехніка, 2013. – С.110-113.
12. Кирик В.В. Перенапряжения в сети электроснабжения и технологии их ограничения / В.В. Кирик, О.С.Губатюк // *LXIX Наукова конференція професорсько-викладацького складу, аспірантів, студентів та співробітників відокремлених структурних підрозділів університету.*-К: НТУ, 2013.-с.367
13. Кирик В.В. Комп'ютерні технології розрахунку режимів електричних мереж / В.В. Кирик, О.С.Губатюк. О.В.Журавель // *LXIX Наукова конференція професорсько-викладацького складу, аспірантів, студентів та співробітників відокремлених структурних підрозділів університету.*-К: НТУ, 2013.-с.368
14. Kyryk V.V. Fuzzy logic controller for on-load transformer tap changer for distribution network with distributed generation / V.V.Kyryk, O.S.Hubatiuk / *International scientific and practical conference World science Modern scientific achievements and their practical application* // UAE, Dubai - October 20-22 – 2014.
15. Кирик В.В. Створення бази знань нечіткого логічного контролера для оптимізації перетоків реактивної потужності / В.В. Кирик, О.С.Губатюк. – *Збірник*

тез та доповідей I Міжнародної науково-практичної та навчально-методичної конференції «Енергетичний менеджмент: Стан та перспективи розвитку – 2014».
– Київ, - 27-29 травня 2014р.,- с.23