

**Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Національний університет “Львівська політехніка”**

Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису

КОМАР ВЯЧЕСЛАВ ОЛЕКСАНДРОВИЧ

УДК [621.316.1:621.311.29]:006.015.5(043.5)

ДИСЕРТАЦІЯ

**Оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними
джерелами енергії**

05.14.02 – електричні станції, мережі і системи

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття наукового ступеня
доктора технічних наук

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

(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий консультант –
Лежнюк Петро Дем’янович,
д. т. н., професор

Ідентичність усіх примірників дисертації

ЗАСВІДЧУЮ:

Учений секретар спеціалізованої вченої ради

/В. І. Коруд/

Львів – 2019

АНОТАЦІЯ

Комар В. О. Оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії. – Кваліфікаційна праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 05.14.02 – електричні станції, мережі і системи. – Вінницький національний технічний університет, Вінниця, 2019. Національний університет «Львівська політехніка», Львів, 2019.

У першому розділі виконано аналіз різних чинників, що впливають на забезпечення необхідного рівня якості електропостачання. Запропоновано виконувати оцінювання інтегрального показника готовності електричних мереж забезпечити якісне електропостачання за математичною моделлю, отриманою як поєднання теорії марковських процесів та теорії подібності. Поставлені задачі, розв'язання яких дозволить розробити методи оцінювання складових інтегрального показника та методи його використання для розв'язання задач розвитку та експлуатації електричних мереж.

Відповідно до Закону України про ринок електричної енергії від 10.06.2018 р. якість електропостачання характеризується рівнем надійності (безперервності) електропостачання, якістю надання послуг з передачі та розподілу електричної енергії, а також якістю електричної енергії.

Проведений методами кваліметрії аналіз можливості забезпечити необхідний рівень якості електропостачання дозволяє зробити висновок про визначальну роль функціональної готовності електричних мереж. Це потребує розроблення методу визначення інтегрального показника, за яким можна оцінити якість функціонування електричних мереж. В умовах тотального недофінансування енергетичної галузі та інтенсивної розбудови відновлюваних джерел енергії проблема забезпечення достатнього рівня функціональної готовності мереж стоїть досить гостро.

Якість функціонування електричних мереж можна оцінити за декількома критеріями. Основними з них є: якість електричної енергії, надійність електропостачання, його економічність, тощо. Користуючись результатами досліджень, виконаними автором у попередніх своїх роботах, запропоновано визначати інтегральний показник якості функціонування електричних мереж за моделлю, яка отримана на поєднанні теорій марковських процесів та подібності, що дозволяє перейти від векторної оцінки до скалярної.

Обґрунтовано можливість застосування апарату теорії марковських процесів для розв'язання задач оцінювання якості функціонування на основі аналізу статистичних даних по відмовам елементів електричних мереж.

Другий розділ присвячено розробленню методів оцінювання складових інтегрального показника якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії.

За результатами аналізу визначальними показниками якості функціонування електричної мережі є: надійність електропостачання, якість електричної енергії та економічність (мінімальні втрати на передачу електричної енергії).

Враховуючі, що електричні мережі з відновлюваними джерелами енергії набувають властивостей електричної системи, доцільним є поняття надійності розділити на складові: структурну та балансову. Оскільки структурна надійність характеризує наявність шляху для передавання електричної енергії від джерела до споживача, то ця складова відносно просто описується засобами теорії марковських процесів і, з огляду на метод формування моделі інтегрального показника, враховується під час оцінювання якості функціонування електричної мережі.

Оскільки під час врахування впливу на структурну надійність таких пристроїв, як релейний захист та автоматика експоненціальний закон розподілу не виконується, то в роботі запропоновано застосовувати Вейбулл-Марковську модель для оцінювання імовірності появи робочих станів під впливом подій, які

мають закон розподілу відмінний від експоненціального.

Балансова надійність характеризує потенційну можливість забезпечення споживання власними джерелами енергії. В умовах розбудови відновлюваних джерел енергії пропонується визначати імовірність забезпечення споживачів електричною енергією від джерел, що під'єднанні до розподільної мережі. Для цього виконується аналіз статистичних даних методом, який ґрунтується на апараті гаусових сумішей.

До показників якості електричної енергії, які є визначальними в електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ), віднесено відхилення напруги у вузлах мережі та спотворення кривої напруги та струму.

Для врахування в інтегральному показнику якості електричної енергії та рівня її втрат запропоновано визначати як імовірність відповідності фактичного режиму «ідеальному». «Ідеальний» режим визначається виходячі з принципу найменшої дії і відповідає мережі сформаній за r -схемою. Такий підхід дозволяє аналіз режимних параметрів звести до аналізу струмів у вузлах споживання та генерування.

Оскільки за базис прийнято «ідеальну» мережу, то можна виконувати порівняння електричних мереж різних за конфігурацією та набором споживаних та генерувальних потужностей без виконання техніко-економічних розрахунків.

У третьому розділі показано, на конкретних прикладах, методика оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії. Продемонстровані приклади програмної реалізації розроблених алгоритмів.

Як показує практика оцінити якість функціонування електричних мереж не достатньо. Для прийняття рішень, щодо подальшої розбудови електричних мереж і відновлюваних джерел енергії в них, необхідно враховувати індивідуальні особливості споживачів. Тому в роботі запропоновано враховувати індивідуальні вподобання споживачів, щодо переважної ролі

певних складових якості функціонування мережі в забезпеченні бажаного рівня електропостачання. Це врахування виконується шляхом введення вагових коефіцієнтів для кожної складової інтегрального показника.

Показано методику переходу від відносних оцінок складових якості функціонування до вартісних з подальшим переходом до техніко-економічного розрахунку. Це дозволяє визначити напрямки для подальшого планування заходів з метою підвищення рівня якості функціонування електричних мереж та електропостачання споживачів.

Четвертий розділ присвячений розробленню методів розв'язання задачі оптимального розвитку електричних мереж за критерієм якості функціонування. Розглянуто проблеми розмірності таких задач при формуванні динамічної моделі розвитку електричних мереж.

Основними математичними об'єктами динамічної моделі електричної мережі є: простір розвитку (граф мережі), заходи з розвитку мережі, час і крок розвитку, стан розвитку (множина реалізованих заходів); розвиток мережі (послідовність станів за всіма кроками розвитку мережі).

Показано, що динамічна задача розвитку електричних мереж з дискретними змінними може бути розв'язана методами на базі динамічного програмування. Однак для цього необхідно розробити формалізовані процедури оптимізації з використанням принципу оптимальності динамічного програмування.

Шляхом аналізу оптимізаційної задачі розвитку мережі були отримані умови оптимальності, за якими можна вибирати оптимальну стратегію розвитку з множини можливих. Відповідно до цих умов оптимальною є стратегія для різних можливих станів, якої рівні відношення приростів витрат до приростів інтегрального показника якості функціонування.

Розроблений метод, який ґрунтується на отриманих умовах оптимальності, складається з двох етапів. На першому етапі вибирається множина заходів для відповідної схеми мережі, які мають найбільший вплив на інтегральний

показник якості функціонування. На другому етапі вибирається оптимальна стратегія за умовами оптимальності шляхом порівняння відношення приростів для можливих схем електричної мережі, які відповідають графу станів її функціонування. Такий підхід не вимагає зворотного ходу. Однак, через дискретність змінних, метод вимагає проведення ряду ітерацій, які можуть вимагати і уточнення розрахунків на першому етапі.

У п'ятому розділі висвітлені проблеми розбудови відновлюваних джерел енергії за сучасного стану електричних мереж. Розглянуто перспективи використання ВДЕ як засобу для підвищення рівня якості функціонування електричних мереж.

Визначальна особливість відновлюваних джерел енергії є залежність об'єму виробленої ними енергії від природних умов. При цьому графік генерування потужності, як правило, не співпадає з графіком споживання. Це призводить до додаткового завантаження електричних мереж і, як наслідок, до зниження рівня їх якості функціонування.

Для уникнення негативних наслідків від впровадження необґрунтовано потужних джерел в електричних мережах вдосконалено метод визначення оптимальної встановленої потужності джерела. Розроблений метод, на основі інформації про об'єм, графік споживання і доступні точки приєднання об'єктів генерування, дозволяє визначити встановлену потужність ВДЕ, яка забезпечить підвищення якості функціонування мережі.

В умовах коли на законодавчому рівні закладено необхідність заявлення графіка генерування на добу наперед обійтись без засобів накопичення електричної енергії не можливо. Акумулятори дозволяє не тільки зменшити наслідки неточного прогнозу, але й наблизити графік генерування до графіка споживання. Проведене математичне моделювання дозволило надати рекомендації щодо місць встановлення та об'ємів необхідного накопичення для забезпечення необхідного рівня якості функціонування електричних мереж.

Вивчення досвіду країн-лідерів у впровадженні відновлюваних джерел

енергії показав, що заходи, які спрямовані на зміну режимів генерування ВДЕ, не достатньо. Це вимагає певного корегування графіків споживання. Розроблені в світі механізми дозволяють реалізувати керування споживанням (demand response). В роботі розроблено метод визначення споживачів, зміна графіку навантаження яких буде мати найбільший ефект під час забезпечення необхідного рівня якості функціонування електричних мереж. Розроблений алгоритм реалізації методу, який ґрунтується на транспортній задачі, і дозволяє врахувати економічну складову процесу корегування графіків споживання.

Розглянуто можливість застосування ВДЕ з інверторним обладнанням для впливу на режим мережі по реактивні потужності. Проведене моделювання і натурні експерименти довели технічну можливість реалізації такого режиму відновлюваних джерел. Визначений ефект від зміни перетоків реактивної потужності показав доцільність режимів ВДЕ з коефіцієнтом потужності відмінним від одиниці.

У шостому розділі розглянуто питання сучасного стану інформаційного забезпечення в електричних мережах України і перспективи впровадження технологій Smart Grid. Наведені результати розрахунків якості функціонування електричних мереж Ямпільських РЕМ.

Для проведення оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії, за розробленими в роботі методами, необхідно мати набір статистичних даних струмів (потужностей) по кожному вузлу навантаження та генерування, конфігурацію та параметри елементів мережі. Проведений аналіз інформаційного забезпечення в розподільних електричних мережах показав, що найкращим джерелом інформації є автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ). Однак АСКОЕ охоплює лише незначну частину вузлів споживання. Інші варіанти отримання інформації є розрахунок за характерним режимом (середніх навантажень) або імітацією режимів за графіками, при цьому найчастіше типові графіки є не для всіх споживачів.

Аналіз впливу точності вихідної інформації на результати оцінювання рівня якості функціонування електричних мереж показав, що з достатню точність забезпечує імітація режимів за графіками генерування та навантаження.

Запропонована архітектура системи моніторингу та керування, яка є першим етапом на шляху впровадження Smart Grid технологій. Така система дозволяє забезпечити оцінювання якості функціонування за сучасного рівня засобів інформаційного забезпечення.

Розглянуто проблему врахування технічних обмежень в задачі оптимального розвитку електричних мереж та запропоновано метод її вирішення.

Наведені результати натурального експерименту на об'єктах відновлюваної енергетики з визначення рівня спотворення ними кривої струмів та напруги. Ці результати дозволили провести моделювання і розрахунки рівнів якості функціонування електричних мереж з ВДЕ для різних заходів, що проводились для покращення складової економічності.

Ключові слова: електричні мережі, відновлювані джерела енергії, якість функціонування, структурна надійність, балансова надійність, якість електричної енергії, втрати електричної енергії, коефіцієнти струморозподілу, економічний режим.

ABSTRACT

Komar V.O. Assessment of the electric networks with renewable energy sources operation quality. – Qualifying scientific work as a manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Science (Engineering) on specialty 05.14.02 – electric power stations, networks and systems. – Vinnytsia National Technical University, Vinnytsia, 2019. National University “Lviv Polytechnic”, Lviv, 2019.

In first chapter the analysis of various factors, influencing the provision of the required level of electricity supply quality was carried out. It is proposed to perform the assessment of the integral index of electrical networks readiness to provide high-quality power supply according to a mathematical model, obtained as a combination of the theory of Markov processes and similarity theory. The tasks are set, the solution of which will allow to develop methods for the assessment of the components of the integral index and methods of its use for solving the problems of development and operation of the electric networks.

According to the Law of Ukraine “About electricity market” of 10.06.2018, the quality of electricity supply is characterized by the level of reliability (continuity) of the electricity supply, the quality of the provision of the transmission and distribution of electric energy services as well as quality of electric energy.

The analysis of the ability to provide the required level of quality of the electricity supply, carried out by the methods of qualimetry, allows us to make a conclusion on the decisive role of the functional readiness of electrical networks . This requires the development of a method, intended for determining the integral index, which can be used to assess the quality of electrical networks operation. In the conditions of total underfunding of the energy industry and the intensive development of renewable energy sources, the problem of ensuring a sufficient level of functional readiness of the networks is quite acute.

Operation quality of the electrical networks can be assessed by several criteria. Main of them are: quality of electric energy, reliability of electricity supply, its economic efficiency, etc. Using the results of research, carried out by the author in his previous papers, it was proposed to determine the integral index of electric networks functioning quality according to the model, obtained by a combination of Markov’s processes and similarity theories, which allows us to move from vector assessment to scalar assessment .

The possibility of using the Markov’s processes for solving the tasks of operation quality assessment on the basis of the analysis of the statistical data of

electric networks elements failures is substantiated.

The second chapter is devoted to the development of the methods for assessing the components of integral index of electric networks with renewable energy sources operation quality.

According to the results of the analysis, the main indexes of the electricity network operation quality are: reliability of electricity supply, quality of electric energy and economic efficiency (minimal losses during the transmission of the electric energy).

Taking into account that, electric networks with renewable energy sources acquire the properties of the electrical system, it is expedient to divide the notion of reliability into components: structural and balance. Since structural reliability characterizes the availability of a path for the transmission of electric energy from the source to consumer, this component is relatively simply described by means of the Markov's processes theory and, taking into account the method of forming the integral index model, is taken into consideration, when evaluating the quality of the electric network operation.

As in the process of the account the impact on the structural reliability of such devices as relay protection and automation, the exponential distribution law is not implemented, we suggest using the Weibull-Markov's model for the assessment of the probability of working states occurrence under the impact of the events with a distribution law different from the exponential one.

Balance reliability characterizes the potential possibility to ensure the consumption by own energy sources. In the conditions of renewable energy sources development it is proposed to determine the probability of providing the consumers with electric energy from the sources, connected to the distribution network. This demands the analysis of statistical data using the method based on the Gaussian mixtures approach.

The electricity quality indexes which are determining in electrical networks with renewable energy comprise: voltage deviation in the network nodes and the

distortion of the voltage and current curves.

To take into account in the integral index the electric energy quality and the level of losses, it is suggested to determine as the probability of correspondence of the actual mode to «ideal» mode. The «ideal» mode is determined proceeding from the principle of least action and corresponds to the network, formed according to the r -circuit. Such an approach allows to reduce the analysis of the modes parameters to the analysis of currents into the nodes of consumption and generation.

As the «ideal» network is taken for the basis, it is possible to compare the electrical networks of different by configuration and the set of the consumed and generation powers without performing technical and economic calculations.

The third chapter shows, one examples, the technique for assessing the operation quality of electrical networks with renewable energy sources. The examples of software realization of developed algorithms are showed.

As the practice shows, it is not enough to assess the functioning quality of electric networks. In order to make decisions for further development of electric networks with renewable energy sources, it is necessary to take into account the individual characteristics of consumers. Therefore, in the work it is suggested to take into account individual preferences of consumers, regarding the predominant role of certain components of the electrical network operation quality in providing the desired level of power supply. This consideration is performed by introducing weight coefficients for each component of the integral index.

The method of the transition from the relative assessments of the components of the operation quality to the cost assessments with the subsequent transition to technical and economic calculation is shown. This enables to determine the directions for further planning of measures, aimed at the increase of the level of electric networks functioning and consumer power supply quality.

The fourth chapter is devoted to the development of the methods for solving the problem of optimal electrical networks development by the criterion of functioning quality. The problems of the dimensionality of such tasks in the process

of the formation of a dynamic model of electric networks development are considered.

The main mathematical objects of the electrical networks dynamic model are: space of development (graph of the network), measures for the network development, time and step of development, state of development (a set of implemented measures); network development (sequence of states at all the stages of network development).

It is shown that the dynamic problem of the development of electric networks with discrete variables can be solved by the methods based on dynamic programming. However, for this purpose, it is necessary to develop formalized optimization procedures, using the principle of dynamic programming optimality.

By analyzing the optimization problem of the network development, optimality conditions were obtained, according to which allows the optimal development strategy can be chosen from the set of possible ones. In accordance with these conditions, the optimal is the strategy for various possible states of which are equal ratios of the expenses incremental to the increments of the integral operation quality index.

The method, based on the obtained optimality conditions, consists of two stages was developed. At the first stage, the set of measures for the corresponding network scheme is selected, they have the greatest impact on the integral operation quality index. At the second stage, an optimal strategy is chosen according to the optimality conditions by comparing the increments ratio for the possible circuits of the electric network, which correspond to the graph of the states of its functioning. This approach does not require reverse run. However, due to the discreteness of the variables, the method requires performing numerous iterations which may require the correction of the calculations at the first stage.

In the fifth chapter the problems of the renewable energy sources development at the current state of electrical networks were showed. The prospects of using RES as a means for improving the operation quality of electrical networks are considered.

The determining feature of renewable energy sources is the dependence of the

volume of energy produced by them on natural conditions. In this case, the power generation graph, as a rule, does not coincide with the consumption graph. This leads to the additional loading of electrical networks and, consequently, to the decrease their operation quality.

To avoid the negative consequences as a result of introduction of unreasonably powerful sources in electric networks, the method of determining the optimal installed power of the source has been improved. The developed method, based on information on volume, consumption graph and available connection points of the generating objects, enables to determine the installed capacity of RES, which will ensure the increase of the quality of the electrical network operation.

In a situation where at the legislative level the necessity to declare a generation graph for the day a head is put forward it is impossible to do without means of accumulation of electric energy. Accumulators allow not only to reduce the consequences of inaccurate forecast, but also to bring the timing of generation closer to the graph of consumption. The mathematical modeling, carried out allowed to give recommendations regarding the sites of installation and the volumes of necessary accumulation to provide the necessary level of electric networks functioning quality.

The study of the experience of leading countries in the sphere of implementation of renewable energy sources has shown that measures, aimed at changing the modes of RES generation is not sufficient. This requires a certain adjustment of consumption graphs. The mechanisms, developed in the world allow realization of demand management. The method of determination of the consumers is developed in the work, the change of loading graph of which will have the greatest effect in providing the necessary level of electric networks operation quality. The algorithm for implementing the method based on a transport task is developed, and it enables to take into account the economic component of the process of adjusting the consumption graphs.

The possibility of using RES with the inverter equipment to influence network reactive power mode is considered. The conducted simulation and natural

experiments have proved the technical feasibility of realization of such mode of renewable sources. The determined effect of the change of reactive power cross-flows has shown the expediency of RES modes with the power factor different from unit.

The sixth chapter deals with the current state of information provision in electric networks of Ukraine and the prospects for implementation of Smart Grid technologies. The results of calculations of electric networks functioning quality of Yampilsky electric network are presented.

In order to evaluate the quality of functioning of electric networks with renewable energy sources, according to the methods developed in the work, it is necessary to have a set of statistical data of currents (powers) for each node of load and generation, configuration and parameters of elements of the network. The performed analysis of the information provision in distribution electric networks has shown that the best source of information is automated system of commercial electricity accounting (ASCEA). However, ASCEA covers only a small part of the consumption nodes. Other options for obtaining information is the calculation by the typical mode (average loads) or modes simulation by graph, but in most cases typical graphs are not for all consumers.

The analysis of the influence of information accuracy on the results of the electric networks operation quality level assessment has shown that modes simulation by generation and load graphs provides the assessment with the sufficient accuracy.

The architecture of the monitoring and control system, which is the first step in the implementation of Smart Grid technologies is suggested. Such a system enables to provide the assessment of the functioning quality at the modern level of information support.

The problem of technical limitations account in the task of optimal electric networks development is considered and the method of its solution is proposed.

The results of a full-scale experiment on renewable energy objects are given, the distortion level of currents and voltages curves by these objects are determined.

These results enabled to perform simulation and calculations of the levels of the quality of electric networks with RES operation for various measures, taken to improve the economic effectiveness component.

Key words: electric networks, renewable energy sources, quality of functioning, structural reliability, balance reliability, quality of electric energy, electric energy losses, current distribution coefficients, economic mode.

СПИСОК НАУКОВИХ ПРАЦЬ

Монографії:

1. Лежнюк П. Д., Комар В. О. Оцінка якості оптимального керування критеріальним методом: монографія. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2006. 108 с.

2. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Підвищення якості електропостачання шляхом розбудови відновлюваних джерел електроенергії: монографія. Луцьк: Видавництво Луцького НТУ, 2015. 136 с.

Статті у наукових фахових виданнях України:

3. Комар В. О., Писклярова А. В. Формування закону управління з врахуванням якості функціонування системи. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2006. №6. С.152 – 156.

4. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Ілюхін М. О. Комп'ютерне моделювання процесу поширення вищих гармонік в електричних мережах. *Вісник Приазовського державного технічного університету*. 2008. № 18. Ч2. С. 47 – 50.

5. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравцов К. І. Критерій оцінки якості функціонування розподільних мереж. *Електронний журнал «Наукові праці ВНТУ»*. 2008. №3. С. 1 – 7. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/72/71>.

6. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Комар В. О. Кількісна оцінка якості функціонування розподільної електричної мережі за допомогою критеріальної

моделі. *Електронний журнал «Наукові праці ВНТУ»*. 2008. №4. С. 1 – 7. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/91/90>.

7. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Лесько В. О., Поліщук А. Л. Врахування якості функціонування розподільних систем під час їх реконструкції. *Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету*. 2009. Вип. 3/2009(56). ч. 1. С. 172 – 175.

8. Комар В. О., Поліщук А. Л. Критеріальне моделювання якості функціонування розподільних мереж. *Вісник Нац. ун-ту “Львівська політехніка” Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2009. № 637. С. 35 – 39.

9. Назаров В. В., Комар В. О., Магас Т. Є. Оцінка якості функціонування розподільних електричних мереж з використанням критеріального моделювання. *Електронний журнал «Наукові праці ВНТУ»*. 2010. №2. С. 1 – 6. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/204/202>.

10. Комар В. О., Петрушенко Ю. В. Комплексна оцінка місць секціонування розподільної електричної мережі. *Технічна електродинаміка. тем. вип. “Проблеми сучасної електротехніки”*. Київ. 2010. ч. 1. С. 67 – 70.

11. Комар В. О., Поліщук А. Л. Узагальнена техніко-економічна оцінка ефективності реконструкції розподільних електричних мереж. *Вісник Нац. ун-ту “Львівська політехніка” Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2010. № 666. С. 47 – 52.

12. Лежнюк П. Д., Комар В. О. Врахування показника якості функціонування під час реконструкції розподільних електричних мереж. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Технічні науки*. 2010. Вип. 101. С. 6 – 8.

13. Комар В. О., Вишневський С. Я., Кузьмик О. В. Використання показника якості функціонування при оцінюванні місць розмикання розподільної електричної мережі. *Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія “Електротехніка і енергетика”*. 2011. № 11

(186). С. 182 – 185.

14. Лежнюк П. Д., В.О. Комар, В. О. Лесько, О. В. Кузьмик Оптимізація режимів розподільних електричних мереж в умовах зростання частки розосередженого генерування. *Вісник харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка*. 2012. №129. С.29 – 31.

15. Комар В.О., Остра Н. В., Кузьмик О. В., Гуцол С. В. Оцінка впливу розосередженого генерування на режим розподільних електричних мереж. *Наукові праці Донецького національного технічного університету*. 2013. №1(14). С. 104 – 107.

16. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Оцінювання впливу на якість функціонування локальної електричної системи відновлюваних джерел електроенергії. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка*. Вип. 141 «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». 2013. С. 8 – 10.

17. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Оцінювання впливу джерел відновлюваної енергії на забезпечення балансової надійності в електричній мережі. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2013. №6. С.45 – 47.

18. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Петрушенко О. Ю. Узагальнений критерій оцінки якості функціонування автоматичної системи керування з SMART Grid. *Оптоелектронні інформаційно-енергетичні технології*. 2013. №1 (25). С. 12 – 16.

19. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Определение оптимальной установленной мощности возобновляемых источников энергии в распределительной сети по критерию минимума потерь активной мощности. *Наукові праці Донецького національного технічного університету Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2014. №1(16). С. 130 – 135.

20. Лежнюк П.Д., Комар В. О. Використання засобів кваліметрії для аналізу якості систем електропостачання з розосередженим генеруванням.

Наукові праці Донецького національного технічного університету Серія: «Електротехніка і енергетика». 2015. №1(17). С. 111 – 116.

21. Лежнюк П.Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Оцінювання стабільності генерування сонячних електростанцій в задачі забезпечення балансової надійності. *Електронний журнал «Наукові праці ВНТУ».* 2016. №2. С. 1 – 8. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/471/469>.

22. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Оцінювання імовірнісних характеристик генерування сонячних електростанцій в задачі інтелектуалізації локальних електричних систем. *Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Нові рішення в сучасних технологіях.* – Харків: НТУ «ХПІ». 2016. №18 (1190). С. 92 – 100. DOI:10.20998/2413-4295.2016.18.14

23. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Врахування нестабільності генерування енергії відновлюваними джерелами в задачі вирівнювання добового графіка електричних навантажень. *Вісник Харківського Національного Технічного Університету Сільського Господарства Імені Петра Василенка. Технічні науки. "Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України".* – Харків: ХНТУСГ, 2016. Випуск 176. С.15 – 18.

24. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності локальної електричної системи. *Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут».* Серія «Нові рішення в сучасних технологіях». 2016. №42. С. 69 – 75.

25. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та електричного навантаження в локальній електричній системі. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК.* 2016. №2(5). С. 30 – 37.

Статті у наукових фахових виданнях, які входять до міжнародних наукометричних баз:

26. Комар В.О., Ковальчук О. А., Кузьмик О. В. Вплив розосередженого

генерування на якість функціонування розподільних електричних мереж. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 2 С. 34 – 35. (**Scopus**)

27. Lezhnyuk P., Buslavets O., Komar V. Impact of renewable sources of energy on the level of active power losses in distribution networks. *2016 2nd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. 2016. P. 73 – 78. (**Scopus**)

28. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та навантаження засобами морфометричного аналізу. *Wspolpraca Europejska European Cooperation*. – Warszawa. 2016. №9 (16). P. 26 – 35 (**Index Copernicus**)

29. Rubanenko L. O., Komar V. O., Petrushenko O. Y., Smolarz A., Smailova S., Imanbekova U. Determination of similarity criteria in optimization tasks by means of neuro-fuzzy modelling. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2017. R. 93, nr 3. P. 93 – 96. DOI 10.15199/48.2017.03.22 (**Scopus**)

30. Petro Lezhniuk, Vyacheslav Komar, Sergiy Kravchuk, Dmytro Sobchuk Mathematical modeling of operation quality of electric grid with renewable sources of electric energy. (*MEES*), *2017 IEEE International conference on modern electrical and energy systems*. P. 324 – 327 (**Scopus**)

31. Lezhnyuk P., Komar V., Kravchuk S., Nanaka O. Providing fixed level of electric energy supply quality in conditions of renovation of power distribution electrical networks with renewable energy sources *Electrical and Computer Engineering (UKRCON), 2017 IEEE First Ukraine Conference* P. 379 – 383 DOI: 10.1109/UKRCON.2017.8100514 (**Scopus**)

Статті в інших наукових періодичних виданнях:

32. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кулик В. В. Вплив відновлюваних джерел енергії на функціонування розподільних електричних мереж. *Енергетика та електрифікація*. 2015. №1. С. 8 – 12.

33. Кулик В. В., Комар В. О., Бурикін О. Б. Техніко-економічне обґрунтування реконструкції електричних мереж з переведенням напруги 10 кВ

на напругу 20 кВ на прикладі Південного РЕМ ПАТ «Одесаобленерго». *Енергетика та електрифікація*. 2016. №4-5. С. 81 – 86.

Статті в науковому періодичному виданні іншої держави:

34. Лежнюк П.Д., Комар В. О. Математическое моделирование показателя качества функционирования электрической сети при оптимизации ее схемы. *Труды Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексева*. 2012. № 3(96). С. 202 – 208.

35. Lezhnyuk P.D., Komar V. O., Petrushenko O. Yu. Criterial modeling of Markov processes in the problems of automatic control systems functioning quality evaluation. *Nauka i Studia*. 2014. №3(113). P. 42 – 48.

36. Lezhniuk P. D., Komar V. O., Sobchuk D. S. Method for Determination of Optimal Installed Capacity of Renewable Sources of Energy by the Criterion of Minimum Losses of Active Power in Distribution System. *Energy and Power Engineering, (Scientific Research Publishing Inc.)* 2014. №6. P. 37 – 46.

37. Lezhnyuk P. D., Komar V. O., Kravchuk S.V., Ngoma Jean-Pierre. Assessment Stability Generation of Solar Power Plants in the Problems of Providing Balance Reliability. *Sciences of Europe (Praha, Czech Republic)* . 2016. Vol. 4, №9. P. 90 – 96.

38. Lezhniuk Petro D., Komar Vyacheslav O., Sobchuk Dmytro S., Teptia Vira V., Gryniwicz-Jaworska Michalina. Integral index of operation quality for evaluation of impact of distributive generation sources on electric network modes. *Advances in Science and Technology Research Journal*. June 2017. Volume 11. Issue 2. P. 65 – 71 DOI: 10.12913/22998624/70760

Публікації в матеріалах міжнародних конференцій:

39. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Поліщук А. Л. Оцінка якості функціонування розподільної електричної мережі за критеріальною моделлю. *Материалы международной научно-технической интернет-конференции. "Новейшие технологии в электроэнергетике"*. (Харків, 25-27 березня 2009). Харків. 2009. С.51 – 52.

40. Комар В. О., Кузьмик О. В. Дослідження впливу відновлюваних джерел електричної енергії на режим роботи розподільних електричних мереж. *V Міжнародна науково-технічна конференція "Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах"*. (Луцьк, 24-26 червня 2014). Луцьк–Шацікі озера. 2014. С. 116 – 117.

41. Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Комар В. О., Кравчук С. В. Оцінювання балансової надійності в мережах з сонячними електричними станціями шляхом аналізу імовірнісних характеристик генерування. *Матеріали XVII міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті»*. (Київ, 29-30 вересня 2016). Київ. 2016. С. 300 – 304.

42. Комар В. О., Лесько В. О. Балансова надійність електричних систем і вплив на неї відновлюваних джерел енергії. *Збірник доповідей. Міжнародна науково-технічна конференція «Екологічна безпека та відновлювані джерела енергії»*. (Вінниця, 24-25 травня 2017). Вінниця. 2017. С. 98 – 101.

43. Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Комар В. О., Кравчук С. В. Математичне моделювання регулювання реактивної потужності фотоелектричними станціями. *Матеріали XIX міжнародної науково-технічна конференція «Відновлювана енергетика на енергоефективність XXI століття»*. (Київ, 26-28 вересня 2018). Київ. 2018. С. 273 – 277.

44. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Фотоелектричні станції як елемент енергоефективного електропостачання. *Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції «Цілі сталого розвитку третього тисячоліття: виклики для університетів наук про життя»*. (Київ, 23-25 травня 2018). Київ. 2018. С. 17 – 19.

Охоронні документи щодо захисту авторського права на розроблені програмні засоби та корисні моделі:

45. Комп'ютерна програма «Програмний комплекс аналізу чутливості та оптимізації втрат потужності в електричних мережах енергосистем» («АЧП») /

[П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, К. І. Кравцов, О. Б. Бурикін, В. О. Комар] // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №35590. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

46. Комп'ютерна програма «Програмний комплекс розрахунку втрат потужності і електроенергії в розподільних електричних мережах 110(35)-10(6)-0,4 кВ та розробки заходів щодо їх зменшення – Втрати» («Втрати») / [П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, К. І. Кравцов, О. Б. Бурикін, В. О. Комар] // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

47. Комп'ютерна програма «Морфометрія графіка електричних навантажень» / [Лежнюк П.Д., Комар В.О., Кравчук С.В.] // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №69917. Державна служба інтелектуальної власності України. 19.01.2017

48. Спосіб оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням: пат. 111395 Україна: МПК (2006.01) H 02 J 3/24, G 01 R 31/00; № u 201604575; заявл. 25.04.2016 ; опубл. 10.11.2016, Бюл. № 21 / Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Сікорська О. В., Комар В. О.; заявник та патентовласник Вінницький національний технічний університет.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	2
ЗМІСТ	23
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	28
ВСТУП	30
РОЗДІЛ 1. ІНТЕГРАЛЬНЕ ОЦІНЮВАННЯ ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ В ЗАДАЧІ ПІДВИЩЕННЯ ЇХ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ	42
1.1. Проблеми забезпечення якісного електропостачання в сучасних умовах	42
1.2. Оцінювання якості електропостачання засобами кваліметрії	52
1.3. Залежність якості електропостачання від функціональної готовності електричних мереж	60
1.3.1. Загальні положення [26].....	60
1.3.2. Оцінювання функціональної готовності електричних мереж.....	66
1.4. Математичне моделювання інтегрального показника якості функціонування.....	74
1.4.1. Використання теорії подібності і марковських процесів для моделювання функціонування електричних мереж.....	76
1.4.2. Перевірка допущення щодо експоненціального закону розподілу часу виникнення відмов і часу відновлень для прикладу РЕМ	84
Висновки до розділу 1	88
РОЗДІЛ 2. МОДЕЛЮВАННЯ СКЛАДОВИХ ІНТЕГРАЛЬНОГО ПОКАЗНИКА ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	90
2.1. Математичне моделювання структурної та балансової надійності в задачі оцінювання якості функціонування електричних мереж.....	91
2.1.1. Загальні положення оцінювання структурної та балансової надійності в електричних мережах	91
2.1.2. Застосування моделі Вейбулл-Маркова для побудови інтегрального показника якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії.....	97

2.2. Математичне моделювання режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії для оцінювання складових якості функціонування.....	101
2.2.1. Режим мінімальних втрат електричної енергії в мереж з ВДЕ.....	101
2.2.2. Врахування імовірнісних характеристик генерування ВДЕ і споживання в задачі оцінювання складових якості функціонування	106
2.2.3. Врахування балансової надійності під час оцінювання якості функціонування.....	111
2.2.4. Математичне моделювання технологічних втрат для врахування в інтегральному показнику якості функціонування.....	112
2.2.5. Оцінювання складової забезпечення якості електричної енергії в інтегральному показнику.....	114
Висновки до розділу 2	128
РОЗДІЛ 3. ВИЗНАЧЕННЯ ІНТЕГРАЛЬНОГО ПОКАЗНИКА ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЛОКАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ.....	129
3.1. Комплексне оцінювання якості функціонування розподільних електричних мереж	129
3.1.1. Загальні положення комплексного оцінювання якості функціонування розподільних електричних мереж.....	129
3.1.2. Врахування індивідуальних особливостей під час оцінювання якості функціонування розподільних електричних мереж.....	137
3.2 Алгоритми та програмна реалізація оцінювання складових якості функціонування ЕМ.....	139
3.2.1 Алгоритм оцінювання забезпечення балансової надійності.....	139
3.2.2. Алгоритм оцінювання якості напруги.....	141
3.2.3. Алгоритм оцінювання інтегрального показника якості функціонування.....	144
3.3. Економічне оцінювання якості функціонування.....	145
3.4 Застосування методу техніко-економічного оцінювання електричної мережі за показником якості функціонування	149

3.5 Узагальнене техніко-економічне оцінювання ефективності реконструкції розподільних електричних мереж	154
Висновки до розділу 3	158
РОЗДІЛ 4. ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СТРАТЕГІЇ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ГЕНЕРУВАННЯ.....	160
4.1. Задача оптимізації розвитку електричної мережі з ВДЕ.....	161
4.1.1. Постановка задачі оптимізації розвитку електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії.....	161
4.1.2. Моделювання задачі оптимізації розвитку електричної мережі... ..	165
4.2. Загальні характеристики задачі оптимального розвитку електричних мереж	169
4.2.1. Поняття стану в задачах оптимального розвитку електричних мереж	169
4.2.2. Проблема розмірності задач оптимізації розвитку електричних мереж	173
4.3. Метод вибору оптимальної стратегії розвитку електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії.....	175
4.4. Забезпечення заданого рівня якості функціонування електричних мереж	184
4.4.1. Аналіз заданого рівня якості функціонування електричних мереж	184
4.4.2. Комплексне оцінювання заходів з реконструкції розподільних електричних мереж	188
Висновки до розділу 4	196
РОЗДІЛ 5. ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ ЯК ЗАСІБ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	197
5.1. Оцінювання впливу генерування ФЕС на якість функціонування ЛЕС	199
5.1.1. Визначення імовірнісних характеристик генерування ФЕС для	

схеми електричних мереж 10 кВ Ямпільського району.....	199
5.1.2. Якість функціонування локальної електричної системи.....	202
5.1.3. Оцінювання впливу генерування ФЕС на режимні параметри ЛЕС	205
5.2. Узгодження графіків генерування ВДЕ та споживання в ЛЕС	208
5.2.1. Визначення оптимальної встановленої потужності ВДЕ.....	208
5.2.2. Керування споживанням для узгодження графіків генерування та електроспоживання.....	217
5.3. Використання накопичувачів енергії в електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії.....	223
5.3.1. Накопичувач електричної енергії як елемент підвищення балансової надійності локальних електричних систем.....	223
5.3.2. Аналіз можливих способів підвищення балансової надійності ЛЕС	233
5.4 Відновлювані джерела енергії з інверторними пристроями перетворення енергії як засіб регулювання реактивної потужності в електричній мережі	234
Висновки до розділу 5	239
РОЗДІЛ 6. ІНФОРМАЦІЙНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТА ПРОБЛЕМИ ПРАКТИЧНОГО РОЗВ'ЯЗАННЯ ЗАДАЧІ ОЦІНЮВАННЯ ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	240
6.1. Інформаційне та технічне забезпечення задачі оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії	240
6.1.1. Застосування технологій Big Data та Smart Grid	240
6.1.2. Архітектура системи моніторингу та керування для електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії.....	245
6.2. Розв'язання проблеми обмеженого об'єму і якості вихідної інформації	250
6.3. Врахування обмежень та багатокритеріальності під час оптимізації розвитку електричної мережі	255
6.3.1. Обмеження і способи їх врахування в задачі оптимізації розвитку електричних мереж	255

6.3.2. Багатокритеріальне оцінювання стратегії розвитку електричних мереж	259
6.4. Оптимізація електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії за критерієм якості функціонування	261
6.4.1. Натурні експериментальні дослідження показників якості електричної енергії в Ямпільських РЕМ.....	262
6.4.2. Оптимальне секціонування схеми транспортування електроенергії в локальних електричних системах.....	270
6.4.3. Оптимізація параметрів локальної електричної системи за критерієм якості функціонування.....	273
6.4.4. Вплив різних заходів на значення інтегрального показника якості функціонування електричних мереж Ямпільських РЕМ	275
Висновки до розділу 6	276
ВИСНОВКИ	278
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	282
ДОДАТКИ	305
Додаток А – Статистичні дані порушень роботи розподільної мережі	306
Додаток Б – Результати визначення основних імовірнісних характеристики процесів генерування Гальжбіївської ФЕС та навантаження лінії Ф-15 «ПС Ямпіль 110/10кВ».....	307
Додаток В – Фрагмент масиву коефіцієнтів системи рівнянь Колмогорова ...	313
Додаток Д – Схеми підключення приладів для проведення експериментів	314
Додаток Е – Авторські свідоцтва на розроблені програмні засоби та патент на корисну модель	318
Додаток Ж – Матеріали, які підтверджують використання результатів дисертації.....	324
Додаток З – Список публікацій здобувача за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації	329

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АПВ	– автоматичне повторне включення;
АСКОЕ	– автоматизована система комерційного обліку електричної енергії;
БД	– база даних;
БН	– балансова надійність;
ВДЕ	– відновлювані джерела електроенергії;
ВЕС	– вітрова електрична станція;
ГЕС	– гідравлічна електрична станція;
ДРП	– джерела реактивної потужності;
ЕЕС	– електроенергетична система;
ЕМ	– електрична мережа;
ЕОМ	– електронно-обчислювальна машина;
е.р.с.	– електрорушійна сила;
ЄС	– Європейський союз;
ЛЕП	– лінія електропередачі;
ЛЕС	– локальна електрична система;
НЕ	– накопичувач енергії;
НКРЕКП	– Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг;
ОЕС	– об'єднана енергетична система;
ОІКК	– оперативно-інформаційний керуючий комплекс;
ПБН	– показник балансової надійності;
ПК	– програмний комплекс;
ПЛ	– повітряна лінія;
ПНД	– принцип найменшої дії;
ПЯЕ	– показник якості електричної енергії;
РГ	– розподілене генерування;
РДЕ	– розосереджені джерела електроенергії;
РЕМ	– районні електричні мережі;
РП	– регулювальний пристрій;

- САК – система автоматичного керування;
- СН – структурна надійність;
- ТП – трансформаторна підстанція;
- ТСП – точки спільного приєднання;
- ФЕС – фотоелектрична станція;
- ЦЖ – центр живлення;
- ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity;
- QFD – Quality Function Deployment.

ВСТУП

Актуальність теми. На сучасному етапі розвитку електроенергетики наряду з питаннями вдосконалення технологій все більшої актуальності набувають питання раціональної організації експлуатації і управління функціонуванням (поведінкою) та розвитком електроенергетичних систем (ЕЕС). Зумовлені вони рівнем електрифікації промисловості і побуту, що вимагає від електроенергетичної галузі підвищених вимог до якості електропостачання. Законом України «Про ринок електричної енергії» у статті 18 визначено термін «якість електропостачання», як характеристику рівня надійності (безперервності) електропостачання, комерційної якості надання послуг з передачі, розподілу та постачання електричної енергії, а також якості електричної енергії.

Перелік показників, які характеризують надійність електропостачання та комерційну якість надання послуг визначаються Постановою НКРЕКП від 23.03.2017 № 345 Про затвердження форм звітності № 11-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання» та № 12-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг» та інструкцій щодо їх заповнення.

Для оцінювання якості електропостачання необхідно аналізувати значну кількість різних показників: з надійності електропостачання – чотири; з якості електроенергії – одинадцять; з якості надання послуг – вісім. Виділити з такої множини показників визначальні не можливо і залежать вони від особливостей споживачів. Тобто оцінити рівень якості електропостачання можна лише за результатом по системі в цілому. Розв’язання цієї задачі відносно сучасних електроенергетичних систем можливе лише на основі системного аналізу. Системний аналіз полягає в розгляданні досліджуваного об’єкту в цілому. Вимоги забезпечення якості електропостачання в значній мірі визначають принципи побудови електричних мереж. Очевидно, що основний вплив на рівень якості електропостачання має якість функціонування

електроенергетичної системи.

Поняття якості функціонування стосується систем, для яких не можна сформулювати критерій відмови у формі «все або нічого» [15, 36, 155, 156]. До таких систем відноситься і електроенергетична. Внаслідок її надлишковості відмова деяких (або навіть багатьох) елементів призводить лише до часткової деградації функціональних можливостей ЕЕС. Показник якості функціонування характеризує здатність електроенергетичної системи виконувати свої основні функції з пониженим рівнем продуктивності та ефективності, що виражається в деякому погіршенні надійності електропостачання, збільшенні технологічних втрат електроенергії та погіршенні її якості.

В умовах інтенсивної розбудови відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), які, в основному, приєднуються до розподільних електричних мереж, створюють умови до розгляду електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії як локальну електричну систему (ЛЕС). Якість функціонування локальної електричної системи характеризується декількома критеріями. Основними з них є: якість електричної енергії, надійність електропостачання, його економічність, стійкість і живучість систем, здатність адаптуватись до умов, що змінюються, зменшення негативного впливу на оточуюче середовище. Процес функціонування відображає поведінку локальної електричної системи в часі і може бути представлений як послідовна зміна його станів. Отже, оцінювання якості функціонування ЛЕС включає інформаційне забезпечення, по-перше, ретроспективного аналізу функціонування і, по-друге, управлінські рішення для прогнозування – діагностики функціонування в перспективі.

Оцінювання стану конкретних ЛЕС і порівняння їх функціональної готовності є актуальним під час аналізу якості функціонування і підтримці прийняття рішень з розвитку розподільних електричних мереж в умовах розбудови відновлюваних джерел енергії. Робота в цьому напрямку проводиться у відповідності з вимогами національного законодавства у сфері енергоефективності з покращення енергозбутової діяльності, створенню «прозорої системи управління» для підвищення інвестиційної привабливості,

які викладені у понад ніж 10 законах и указах президента України, зокрема, «Про електроенергетику», «Про основи функціонування ринку електричної енергії України», «Положення про Національну комісію, яка здійснює державне регулювання у сфері енергетики і комунальних послуг».

Пошук шляхів розв'язання протиріч, які виникають під час оцінювання якості функціонування ЛЕС і складає науково-практичну проблему цього дослідження: необхідність створення єдиної теоретико-методологічної основи оцінювання, забезпечення і підтримання якості функціонування ЛЕС шляхом розроблення оптимальних стратегій розвитку розподільних електричних мереж в умовах розбудови ВДЕ. Методи оцінювання складових показника якості функціонування, а також подальшого аналізу і використання повинні бути ідентифіковані, структуровані і обґрунтовані. Основними умовами подолання зазначених вище протиріч є підвищення ступеня формалізації оцінювання якості функціонування з врахуванням вимог і рекомендацій міжнародних процесно-орієнтованих стандартів управління.

Проблемі визначення складових якості функціонування технічних систем, зокрема електроенергетичних, присвячено значну кількість публікацій відомих наукових шкіл, зокрема Б. С. Стогнія, О. В. Кириленка, П. Д. Лежнюка, А. К. Шидловського, В. Г. Кузнецова, Ю. О. Варецького, В. Г. Холмського, В. А. Попова, М. П. Кузнецова, М. І. Воропая та ін. Багатогранність задач оцінювання якості функціонування сучасних електричних мереж зумовлює принципові труднощі під час формалізації цілей та критеріїв її оцінювання. Отже задачі оцінювання якості функціонування, як правило, розв'язуються в багатокритеріальній постановці.

Очевидним є врахування динамки розвитку і функціонування сучасних мереж під час визначення шляхів їх оптимальної розбудови. При цьому під терміном «розвиток» електричної мережі розуміється не досягнення певного конкретного рівня споживання електроенергії, а динамічний процес нарощування потужностей джерел електроенергії. Очевидно, що вибір оптимального плану розвитку повинен прийматись за інтегральним критерієм

[53, 81]. У зв'язку з цим актуальним є розроблення методів і відповідних математичних моделей для визначення інтегрального показника якості функціонування.

Ця дисертація присвячена проблемі розроблення методів вибору стратегічних рішень з розвитку електричних мереж в умовах розбудови ВДЕ за інтегральним критерієм якості функціонування.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертація виконана в плані наукових досліджень кафедри електричних станцій та систем Вінницького національного технічного університету за держбюджетними темами «Оптимізація функціонування електричних мереж енергосистем в умовах зростання навантаження споживачів та децентралізації їх живлення» (№ держреєстрації 0110U002161), «Методи та засоби оптимізації сумісної роботи локальних електричних систем з відновлюваними джерелами енергії та систем централізованого електропостачання» (№ держреєстрації 0113U003138), «Методи аналізу та оптимізації режимів електричних мереж з об'єктами розподіленого генерування і неконвенційними навантаженнями» (№ держреєстрації 0113U003198), «Оптимізація режимів електричних мереж з розподіленими джерелами енергії» (№ держреєстрації 0113U002260С); «Інтелектуалізація електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії на основі принципу Гамільтона-Остроградського» (№ держреєстрації 0115U002382). Автор брав участь у виконанні вищевказаних робіт як виконавець. За держбюджетною темою «Інтегрування нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії в електричні мережі для підвищення їх енергоефективності з використанням SMART GRID технологій» (№ держреєстрації 018U000206) та господарчими договірними темами «Розроблення програмно-апаратного комплексу прогнозування режимів функціонування фотовольтаїчних електричних станцій» (№ договору 2162) та «Розроблення системи прогнозування виробітку електричної енергії фотоелектричними станціями» (№ договору 2163) автор брав участь у виконанні як відповідальний виконавець.

Мета і задачі дослідження. Метою дослідження є створення теорії та методів оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії для підвищення ефективності проектних та експлуатаційних рішень, що створює умови для вибору стратегії розбудови мереж на основі системного аналізу процесів в них.

Для досягнення поставленої мети в роботі розв'язано такі **основні задачі**:

- розробити математичну модель інтегрального показника якості функціонування електричних мереж як узагальненої характеристики в задачах їх проектування та оптимальної експлуатації;

- розробити засади оцінювання базового стану електричної мережі для отримання загальної методології оцінювання складових інтегрального показника якості функціонування;

- розробити методи визначення складових інтегрального показника якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії;

- розвинути методи прийняття оптимальних рішень в задачах проектування електричних мереж та їх експлуатації з використанням інтегрального показника якості їх функціонування;

- розробити метод визначення оптимальних рівнів розбудови відновлюваних джерел енергії з метою підвищення якості функціонування в електричних мережах;

- дослідити можливості відновлюваних джерел енергії для забезпечення регулювання реактивної потужності та напруги в електричній мережі;

- розробити систему моніторингу та керування електричними мережами з відновлюваними джерелами енергії для інформаційного забезпечення задачі оцінювання якості функціонування;

- розробити алгоритми та їх програмну реалізацію для оцінювання складових інтегрального показника якості функціонування та узгодження графіків генерування і споживання в локальних електричних системах;

- дослідити можливість використання накопичувачів енергії з метою підвищення якості функціонування електричних мереж в умовах поступового

зростання потужності ВДЕ.

Об'єктом дослідження дисертаційної роботи є нормальні режими електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії.

Предметом дослідження є методи і засоби оцінювання та аналізу якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії.

Методи дослідження. Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано узагальнюючі методи теорії подібності й моделювання, теорію марковських та напівмарковських процесів, методи статистичного аналізу на основі Гауссових сумішей, методи лінійного й нелінійного програмування. Усталені режими ЕМ моделювалися на базі методу вузлових напруг. Для опису математичних моделей та формування обчислювальних алгоритмів використано матричну алгебру, теорію графів, декомпозицію та об'єктно-орієнтований аналіз.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в тому, що проведений комплекс досліджень дозволяє здійснити теоретичне узагальнення і розв'язати науко-технічну проблему, яка полягає у розробленні методів і засобів для оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії для розбудови їх з більшою енергоефективністю та інвестиційною привабливістю.

Зокрема *вперше*:

– розроблено теоретичні основи і принципи оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії, що дозволило отримати інтегральний показник якості функціонування для оцінювання готовності мереж забезпечувати необхідний рівень енергоефективності електропостачання;

– запропоновано підхід для математичного опису функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії за рахунок поєднання теорії подібності та теорії марковських процесів, що дозволило отримати інтегральний показник якості функціонування електричних мереж;

– розроблено методи оцінювання складових інтегрального показника якості функціонування електричних мереж, які ґрунтуються на застосуванні принципу найменшої дії і дозволяють визначати відхилення показників від оптимального їх значення, завдяки чому можуть порівнюватись електричні мережі з відновлюваними джерелами енергії різних конфігурацій та особливостей об'єктів генерування і споживання;

– обґрунтовано принципи розпізнавання конкурентоспроможних стратегій розвитку електричних мереж, що ґрунтуються на використанні інтегрального показника якості функціонування. Використання цих принципів створює основу для побудови методів пошуку оптимальних стратегій розвитку електричних мереж, придатних для розв'язання практичних задач.

Набули подальшого розвитку:

– метод визначення оптимальних встановленої потужності та точки приєднання відновлюваних джерел енергії з використання інтегрального показника якості функціонування електричної мережі та аналізу його чутливості до зміни параметрів електричних мереж, що, на відміну від існуючих, дозволяє забезпечити покращання функціонування електричних мереж за рядом показників;

– метод визначення потужності резерву в електроенергетичній системі шляхом узгодження графіків електричних навантажень і генерування відновлюваних джерел енергії в ній за умови забезпечення заданого рівня якості електропостачання;

– метод визначення оптимальної стратегії розвитку електричної мережі, який ґрунтується на побудові динамічної моделі та враховує часові і просторові зв'язки. Використання розроблених принципів розпізнавання конкурентоспроможних стратегій розвитку електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії, що дозволяє зменшити кількість станів, які розглядаються під час формування оптимальної стратегії їх розвитку.

Практичне значення отриманих результатів. Практична цінність роботи полягає в тому, що на підставі виконаних досліджень вирішено актуальну

задачу підвищення якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами, що проявляється у розробленні засобів вибору оптимальних стратегій їх розвитку, алгоритмів та програмної реалізації методів вибору оптимальних потужностей ВДЕ з точки зору балансової надійності.

Зокрема:

- розроблено методичне забезпечення для аналізу впливу відновлюваних джерел енергії на якість функціонування електричних мереж, що дозволяє розв'язати вказану задачу в умовах обмеженості і невизначеності інформації;

- розроблено алгоритми узгодження електроспоживання та генерування в локальній електричній системі, які реалізовано в програмних продуктах для визначення складових інтегрального показника якості функціонування і передані для дослідної експлуатації в електропостачальні компанії для прийняття рішень під час стратегічного планування;

- створено методи і алгоритми визначення оптимальної стратегії розвитку електричних мереж в умовах розбудови розосередженого генерування з різними характеристиками, а також електричних схем мереж для аналізу і обґрунтування технічних умов на приєднання джерел генерування;

- запропонована методика кількісного оцінювання інтегрального показника якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії, яка реалізована в програмному продукті, призначеному для розв'язання задач аналізу і синтезу локальних електричних систем, зокрема доцільності об'єму інвестицій.

На розроблені програмні засоби отримано документи щодо захисту авторських прав на твір.

Впровадження результатів досліджень. Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів і алгоритмів підтверджено обчислювальними експериментами для реальних ЛЕС. Розроблені програмні засоби для розрахунку ємності накопичувача енергії фотоелектричної станції, передано для дослідної експлуатації до ТОВ «Подільський енергоконсалтинг» (довідка про впровадження від 07.04.2018 р.). Метод визначення потужності

генерування фотоелектричної станції (ФЕС) з урахуванням технічних втрат електроенергії та параметрів її якості впроваджено в ТОВ «Енергоінвест» (довідка про впровадження від 15.03.2018р). Методика оцінювання якості функціонування розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії передані для дослідного використання на підприємствах ПАТ «Вінницяобленерго» (довідка про впровадження від 03.05.2018 р.). Їх впровадження дозволило підвищити якість функціонування електричних мереж, зокрема знизити втрати електричної енергії на 0,6%, підвищити обсяги вироблення електроенергії і, відповідно, прибуток від експлуатації ряду ВДЕ на 2–5% за рахунок більш ефективного їх використання.

Результати дисертаційної роботи використано в навчальному процесі Вінницького національного технічного університету під час проведення лекційних та лабораторних занять (довідка про впровадження від 18.03.2018 р.).

Особистий внесок здобувача. Наукові положення, які містяться у дисертації одержані автором самостійно. У публікаціях, що видані у співавторстві, автору належить: у [1, 2, 4, 7, 18, 39] – отримано математичну модель критерію якості функціонування, яка ґрунтується на подібності систем рівнянь Колмогорова та нормування і ортогональності критеріального методу; [3] – вдосконалено метод розрахунку несинусоїдних режимів електричних мереж; [5, 6, 8] – метод використання критеріальної моделі для оцінювання якості функціонування розподільних електричних мереж; [9, 12] – алгоритм застосування інтегрального показника якості функціонування для оцінювання місць секціонування розподільних електричних мереж; [10, 44] – алгоритм визначення узагальненого техніко-економічного показника за результатами оцінювання якості функціонування електричної мережі; [11, 42] – алгоритм вибору етапів реконструкції розподільних електричних мереж за інтегральним показником якості функціонування; [13] – аналіз чутливості інтегрального показника якості функціонування до параметрів режиму електричної мережі; [14, 16] – метод оцінювання впливу розосередженого генерування на функціональну готовність розподільних електричної мережі; [15, 33] –

виконано аналіз зміни якості функціонування електричних мереж від потужності відновлюваних джерел енергії і місця їх встановлення; [17, 21, 22, 23] – запропоновано метод оцінювання нестабільності відновлюваних джерел енергії; [19, 27, 40] – метод визначення оптимальної встановленої потужності фотоелектричної станції на основі аналізу нестабільності джерела енергії; [20] – виконано аналіз методів кваліметрії для оцінювання якості функціонування розподільних мереж з відновлюваними джерелами енергії; [24, 26, 28, 47] – метод узгодження графіків генерування і споживання; [25] – алгоритм визначення ємності накопичувача для забезпечення необхідного рівня балансової надійності локальної електричної системи; [29] – алгоритм визначення критеріїв подібності в задач оптимізації режимів електроенергетичних систем; [30, 32] – метод та алгоритм оцінювання інтегрального показника якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії; [31] – умови оптимальності в задачі розроблення стратегії розвитку електричної мережі для забезпечення заданого рівня її якості функціонування; [34] – метод врахування імовірнісного характеру генерування сонячними електростанціями; [35] – метод визначення впливу відновлюваних джерел енергії на балансову надійність локальних електричних систем; [36] – аналіз результатів моделювання з застосування фотоелектричних станцій для регулювання перетоків реактивної потужності; [37] – аналіз можливості застосування фотоелектричних станцій для підвищення якості функціонування електричних мереж; [38] – показана геометрична інтерпретація показника якості функціонування електричної мережі; [41, 46] – аналіз впливу роботи відновлюваних джерел енергії на режими електричних мереж; [43] – метод визначення показника нестабільності відновлюваних джерел енергії в задачі оцінювання балансової надійності локальної електричної системи; [45] – алгоритм аналізу чутливості режимних параметрів до під'єднаної потужності джерел енергії; [48] – алгоритми визначення «ідеального» режиму електричної мережі з розосередженим генеруванням.

Результати досліджень, що викладені у [1–48], були отримані у Вінницькому національному технічному університеті.

Апробація результатів дисертації. Основні положення роботи та її результати доповідались, обговорювались та були схвалені на таких міжнародних науково-технічних конференціях та семінарах: «Проблеми і перспективи розвитку енергозбереження комунального господарства і промислових підприємств» (м. Луцьк, 2012–2018 р.р.); «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов», (м. Благовіщенськ 2013 р.); «Оптимальне керування енергоустановками (ОКЕУ)», (м. Вінниця 2013, 2015, 2017 р.р.); «Електричні мережі енергосистем з нетрадиційними і відновлюваними джерелами електроенергії» в плані семінарів Наукової ради з проблеми «Наукові основи електроенергетики» НАН України, (м. Вінниця 2014–2018 р.р.); «Відновлювальна енергетика та енергоефективність у ХХІ столітті» (м. Київ, 2014–2018 р.р.); «Контроль і управління в складних системах (м. Вінниця, 2014, 2016, 2018 р.р.); «Розподільчі мережі 0,4-35 кВ як складова частина локальних електроенергетичних систем майбутнього» (м. Хмельницький, 2016 р.); «Сучасні методи аналізу ustalених режимів електричних мереж та стійкості електроенергетичних систем. Новітні досягнення у проведенні тренажерної підготовки оперативно-диспетчерського персоналу» (с.м.т. Славськ, 2017 р.); «Інтелектуальні енергетичні системи – ESS'17» (м. Київ, 2017 р.); IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON); «Проблеми сучасної електротехніки – 2018» (м. Київ, 2018 р.).

Публікації. Матеріали дисертаційної роботи опубліковані у 44 друкованих наукових працях, з них 2 монографії, 24 статті у наукових фахових виданнях України й 10 статей у періодичних виданнях іноземних держав, серед яких 6 статей у виданнях, що входять до міжнародних наукометричних баз Scopus, Web of Science та Index Copernicus, 2 у наукових періодичних виданнях України, 6 публікацій у збірниках матеріалів та тез наукових конференцій. Крім того, отримано 1 патент на корисну модель, 3 свідоцтва про реєстрацію

авторського права на програмні продукти, розроблені за результатами досліджень.

Структура й обсяг роботи. Дисертаційна робота складається з вступу, шести розділів, висновків, списку використаних джерел (200 найменувань) і семи додатків. Основний зміст викладений на 304 сторінках друкованого тексту, містить 149 рисунків, 23 таблиці. Загальний обсяг дисертації – 337 сторінок.

РОЗДІЛ 1

ІНТЕГРАЛЬНЕ ОЦІНЮВАННЯ ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ В ЗАДАЧІ ПІДВИЩЕННЯ ЇХ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ

1.1. Проблеми забезпечення якісного електропостачання в сучасних умовах

Стабільне, якісне постачання електроенергією населення і промисловості є однією з визначальних умов економічного розвитку країни. На сьогодні техніко-економічні проблеми електроенергетики полягають у прогресуючому процесі старіння електрообладнання. Стан електроенергетики після тривалого періоду недостатнього інвестування характеризується серйозним зносом як генерувального, так і мережевого обладнання. Зокрема, в результаті експлуатації електричних мереж (ЕМ) за останні 15 років, коли розвиток, відновлення та модернізація відстали від процесу фізичного старіння, а коефіцієнт дефектності електромереж України досяг 13 %, відносно надійне постачання електроенергією може стати ненадійним і незадовільним щодо якості електроенергії [46].

Стан і функціональна готовність електричних мереж об'єднаної енергосистеми України напряму впливає на якість електропостачання. Особливо це стосується розподільних електричних мереж напругою 0,4...35 кВ, які представляють кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електричною енергією.

Об'єктивне зростання вимог споживача до якості електропостачання певним чином мотивується і постійним зростанням тарифів на електричну енергію. Очевидним, в цих умовах, є постійне покращення якості послуг з надання надійного, безперебійного електропостачання.

Забезпечення якісного електропостачання можливе за умов використання сучасного електрообладнання, забезпечення необхідних перетоків потужності засобами регулювання та компенсування. Однак в сучасних умовах

недостатньо лише забезпечити функціонування електроенергетичної системи. Необхідно оптимізувати її функціонування шляхом зміни конфігурації системи на основі аналізу параметрів функціонування з дотриманням заданих показників якості електричної енергії і з мінімізацією її втрат.

Після 2020 р. українська енергетика має перейти до нового етапу свого розвитку – повної інтеграції з енергетичним сектором ЄС та інноваційного оновлення, зокрема в електроенергетиці – інтеграція в Європейську мережу системних операторів передавання електроенергії *ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)*.

До головних проблем електроенергетики, зокрема і розподільних мереж, як однієї з ланок електропостачання, слід віднести такі:

- в наслідок тотального недофінансування значна частина основного і допоміжного обладнання зношене фізично та морально;
- недостатній об'єм маневрених регулюючих потужностей в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України;
- особливості електричних мереж не дозволяють забезпечити необхідний рівень розбудови відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ);
- значні технологічні втрати електричної енергії;
- недостатній рівень інформаційного забезпечення;
- низький рівень автоматизації мереж.

У процесі реформування електроенергетики та ринку електроенергії на перший план вийшли економічна вигода та ціна, а ефективність та стан електричних мереж відійшли на другий план, що супроводжується збільшенням навантаження на мережі та її елементи. Отже, створюється умови, що вимагають збільшення пропускної спроможності електричних мереж, зменшення втрат електроенергії, тобто підвищення ефективності (якості) їх функціонування.

Відповідно до Закону України про ринок електричної енергії вводиться поняття «якість електропостачання» [142]. Якість електропостачання характеризується рівнем надійності (безперервності) електропостачання,

економічністю надання послуг з передачі, розподілу та постачання електричної енергії, а також якістю електричної енергії.

Показники, які характеризують якість електропостачання, визначаються постановами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Для оцінювання рівня надійності визначено чотири показника: індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні (SAIDI), індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні (SAIFI), розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS) та індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні (MAIFI). Для оцінювання якості надання комерційних послуг визначено чотири показники: загальна кількість звернень за квартал, середній фактичний строк виконання послуги, кількість звернень, фактичний строк виконання яких був більший ніж строк виконання послуги відповідно до законодавства та відсоток послуг, наданих з перевищенням установленого строку виконання. Якість електричної енергії регламентується ГОСТ 13109-97 «Межгосударственный стандарт. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» та ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» відповідно до них визначено одинадцять показників [37, 168].

У 2017 році загальний показник SAIDI (незапланований з вини компаній) по Україні зріс на 5,5 % і становить 728 хв (див. рис. 1.1) [46].

На сьогодні розподільні електричні мережі напругою 6(10) кВ практично вичерпали резерв пропускної спроможності, мають надзвичайно низький рівень автоматизації, дистанційне управління обмежене застосуванням застарілого обладнання в РП (ТП). Як правило, вимикачі 6(10) кВ мають механічний (пружинний) привід і не можуть бути обладнані телекеруванням. Мережі, як правило, дуже розгалужені, мають значну протяжність від 15 до 25 км, іноді до 50 км, секціонування їх практично всюди забезпечується лінійними роз'єднувачами, а застосування сучасних реклоузерів відсутнє.

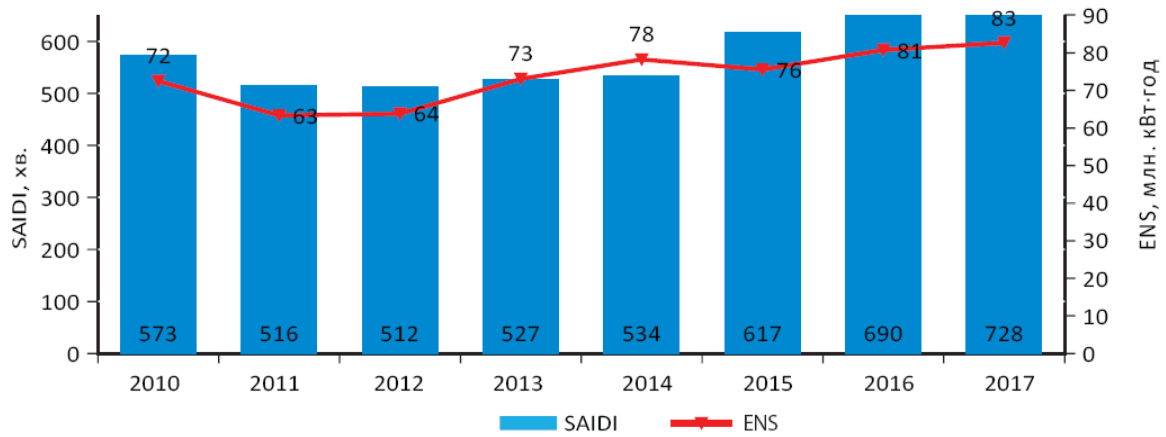


Рис. 1.1. Динаміка SAIDI та ENS за 2010 – 2017 роки

Загальна протяжність розподільних електричних мереж напругою 0,4...10 кВ в Україні на сьогодні час складає: 0,4 кВ – 431 628 км; 6-10 кВ – 320 653 км і має тенденцію до щорічного зростання [162]. Станом на 01.01.2016 року в незадовільному технічному стані знаходилися 78 тис. км повітряних ліній 0,4...150 кВ, а також майже 32 тис. одиниць ТП (РП) 6(10) кВ та 252 ПС 35...150 кВ [44].

Частка недовідпуску електроенергії споживачам з причини технологічних порушень у мережі 6(10) кВ перебуває в межах 40,5...96 %. Значний відсоток недовідпуску електроенергії обумовлений тим, що повітряні електричні мережі 10 кВ недостатньо оснащені пристроями автоматизації. Прилади для фіксації місць пошкодження на лініях встановлені лише на 3% підстанцій та майже відсутні пристрої двократного автоматичного повторного включення (АПВ). У мережах 6(10) кВ мають місце значні втрати електроенергії в зв'язку з низькою пропускною спроможністю мереж. Особливо це стосується мереж 6 кВ, які ще використовуються в енергосистемі. В табл. 1.1. представлені експлуатаційні показники в мережах 6...35 кВ по структурних підрозділах – обленерго.

Таблиця 1.1. Експлуатаційні показники в електричних мережах 6...35 кВ

Показник	ПАТ «Київобленерго»	ПАТ «Миколаївобленерго»	ПАТ «Прикарпаттяобленерго»	ПАТ «Кіровоградобленерго»	ВАТ «Запоріжжяобленерго»	ПАТ «Вінницяобленерго»	ПАТ «Сумиобленерго»	ПАТ «Київенерго»
	%	%	%	%	%	%	%	%
Телесигналізація	58	2,5	25,6	52,0	0,91	11,8	41,76	90-100
Телеуправління	58	2,5	18	49,0	0,75	12,7	41,76	90-100
Наявність диспетчерських пунктів	100	100	100	100	100	100	100	7
Наявність диспетчерських щитів	7	100	100	100	96	100	100	7
РЗ на реле	100	95	91,79	95,2	96,1	66	91,67	58
РЗ на мікропроцесорах	33	5	7,63	4,8	3,9	34	8,33	42
Обладнання понад 30 років	63	72	77,79	77,8	69,28	61,4	68,5	45
АСКОЕ	64	2,5	65,87	22,0	2,4	100	–	50

За даними ДП «Енергоринок» технологічні витрати електроенергії в електричних мережах Міненерговугілля всіх класів напруг за 12 місяців 2017 року склали 16,8 млрд.кВт·г або 11,3 % від загального відпуску електроенергії в мережу. У порівнянні із аналогічним періодом 2016 р. відбулося їх збільшення на 0,4 млрд. кВт·г, або збільшення на 0,1 в.п. (12,8 млрд. кВт·г або 11,2% у 2016 р.).

Нормативна (технічна) складова технологічних витрат електроенергії по Міненерговугілля за 12 місяців 2017 року склала 18,82 млрд.кВт·г або 13,2% від загального відпуску електроенергії в мережу, у порівнянні з минулим роком збільшилась на 0,3 млрд. кВт·г або на 2,0 % у порівнянні з минулим роком (14,9 млрд. кВт·г або 13,0 % у минулому році).

Понаднормативна (нетехнічна) складова технологічних витрат

електроенергії за 12 місяців 2017 р. по Міненерговугілля склала – 2,0 млрд. кВт·г або – 1,4 % від загального відпуску електроенергії в мережу (2,2 млрд.кВт·г або – 1,5% у 2016 р.).

За рахунок виконання організаційно-технічних заходів зі зниження технологічних витрат електроенергії в електричних мережах 0,38-800 кВ Міненерговугілля за 12 місяців 2017 р. заощаджено 199,3 млн.кВт·г електричної енергії (200,7 млн.кВт·г за відповідний період минулого року).

В останні роки спостерігається стійка тенденція до зміни загальної концепції розвитку енергетики. Мова йде про впровадження нової ідеології – енергетики сталого розвитку [54]. Одним з основних елементів такої ідеології є впровадження джерел розподіленого генерування (РГ) – енергетичних установок невеликої потужності. Широке розповсюдження джерел РГ пов'язано також з розвитком відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ) [53, 54]. Серед останніх найбільш розповсюдженими є вітрові електростанції (ВЕС), сумарна потужність яких в світі станом на 2015 рік становила 356 ГВт [196], та сонячна енергетика. Частка сонячної енергії у світовому електроспоживанні нині становить 280 ГВт – близько 2% потужності споживання [196].

Останнім часом в Україні розбудова відновлюваних джерел енергії набирає обертів (див. рис. 1.2). Особливо інтенсивно розвиваються фотоелектричні станції (ФЕС) (див. рис. 1.3). Переважна частина ФЕС під'єднуються до розподільних електричних мереж. Це зумовлено, з одного боку, технічними особливостями, а з іншого, фінансовими можливостями. Під'єднання фотоелектричних станцій до розподільних мереж призводить до того, що ці мережі набувають властивостей електричної системи зі всіма перевагами і недоліками. В такому випадку розподільні електричні мережі з джерелами розосередженого генерування, зокрема ВДЕ, логічно буде називати локальними електричними системами (ЛЕС).

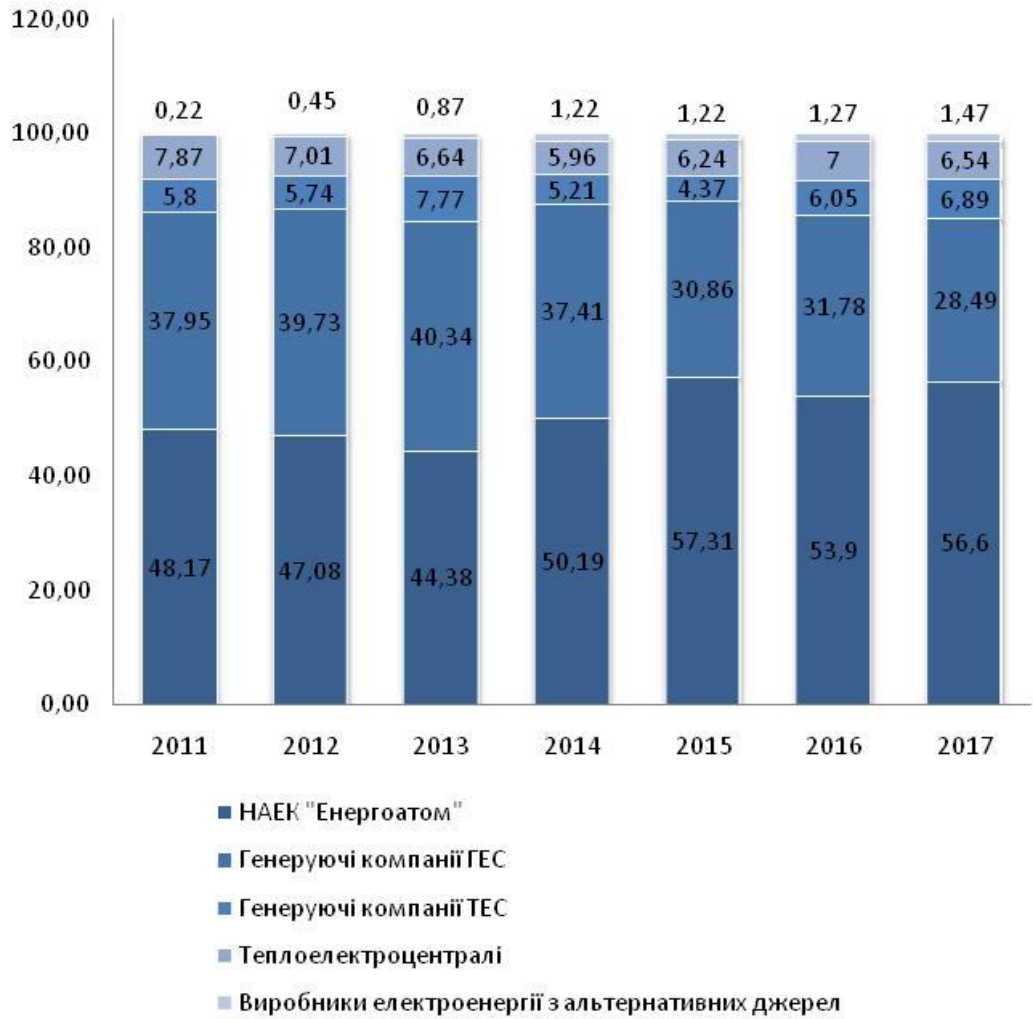


Рис. 1.2. Динаміка основних складових балансу електричної енергії на Оптовому ринку електроенергії за 2011 – 2017 роки, %

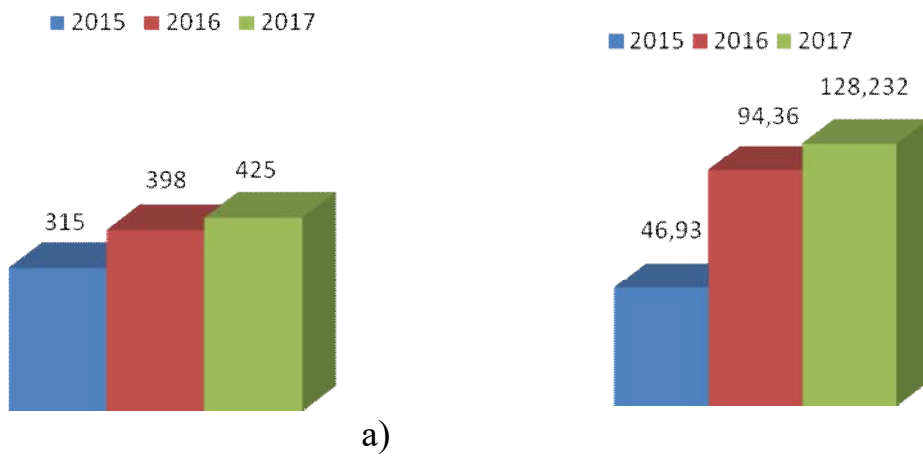


Рис. 1.3. Приріст установленної потужності ФЕС за останні роки (МВт): по ОЕС України а) та ПАТ «Вінницяобленерго» б)

Розбудова ВДЕ, зокрема ФЕС, відбувається нерівномірно в межах України. Так, за даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), на початок 2017 року майже чверть потужності ФЕС під'єднано до мереж ПАТ «Вінницяобленерго» (див. рис. 1.3). Крім того по районах Вінницької області теж розподіл нерівномірний. Це призводить до появи ЛЕС зі значною потужністю відновлювальних джерел електроенергії. Відсоток навантаження, яке покривається ВДЕ, може досягати в окремих районах 20%. Враховуючи особливості таких джерел енергії та реальний стан електричних мереж, до яких вони приєднуються, необхідно виконувати оцінювання потенційного об'єму впровадження ВДЕ. Враховуючи план розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2017-2026 табл. 1.2 [137] оцінювання повинно проводитись на основі аналізу різних показників, які характеризують функціональну готовність електричних мереж, і дозволити систематизувати процес розбудови РГ для забезпечення необхідного рівень якості електропостачання.

Таблиця 1.2. Розвиток основних відновлювальних джерел енергії (МВт)

Джерело/ рік	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ВЕС	1085	1382	1640	1670	1700	1720	1740	1760	1780	1790
ФЕС	1094	1393	1655	1680	1700	1720	1740	1760	1780	1790
БіоЕС	450	580	686	700	720	745	770	800	830	840

Під час планування розвитку ВДЕ в електричних мережах слід розглядати два варіанти. Перший – розбудова ВДЕ без суттєвих змін в схемі електричної мережі та без оновлення її електрообладнання, інший – розвиток генерування в електричній мережі з одночасною її реконструкцією і модернізацією. Враховуючи нинішній технічний стан обладнання мереж доцільнішим є другий варіант. Розвиваючись за цим варіантом, одночасно з покращанням технічного стану електричної мережі можна збільшувати установлену потужність ВДЕ до значень, які відповідають сонячному потенціалу, гідро- та вітроресурсу регіону. Тоді як за першим варіантом допустиму установлену потужність ВДЕ суттєво

обмежує пропускну здатність елементів електричної мережі.

В умовах обмежених фінансових можливостей, дії «зеленого» тарифу та за відсутності плану комплексного розвитку електричних мереж ВДЕ розбудовуються не скоординовано, тобто за першим варіантом. Проте навіть у цьому випадку можливо і доцільно, впроваджуючи ВДЕ, забезпечити покращання техніко-економічних показників електричної мережі. Розглянемо це на простих прикладах [98].

На рис. 1.4 наведено два можливі варіанти під'єднання ВДЕ до електричної мережі, які суттєво відрізняються за ефектом впливу на неї. На рис. 1.4,а ВДЕ під'єднані до шин підстанції 110/10 кВ. При цьому за рахунок розвантаження трансформатора і ліній електропередачі (ЛЕП) 110 кВ втрати потужності зменшуються:

$$\Delta P = \frac{(P - P_{ВДЕ})^2 + (Q - Q_{ВДЕ})^2}{U^2} R_{ек}, \quad (1.1)$$

де $P + jQ$ – потужність навантаження в головній ділянці фідера; $P_{ВДЕ} + jQ_{ВДЕ}$ – потужність ВДЕ за виключенням навантаження, під'єданого безпосередньо до шин ВДЕ; $R_{ек}$ – еквівалентний опір трансформатора і живлячих ЛЕП вищої напруги.

Якщо змістити точку під'єднання ВДЕ у вузол 2 (див. рис. 1.4,б), то розвантажуються на $P_{ВДЕ} + jQ_{ВДЕ}$ не тільки трансформатор і ЛЕП вищої напруги, а й ділянки ЛЕП 10 кВ між вузлами 1 і 2. Чим ближче точка під'єднання ВДЕ до навантаження, тим менші будуть втрати потужності в мережі:

$$\Delta P = \frac{(P - P_{ВДЕ})^2 + (Q - Q_{ВДЕ})^2}{U^2} R'_{ек}, \quad (1.2)$$

а також покращується якість напруги, оскільки зменшуються її втрати:

$$\Delta U = \frac{(P - P_{ВДЕ})R'_{ек} + (Q - Q_{ВДЕ})X'_{ек}}{U}. \quad (1.3)$$

В (1.2) і (1.3) $R'_{ек}$, $X'_{ек}$ – опори з врахуванням мережі нижчої напруги.

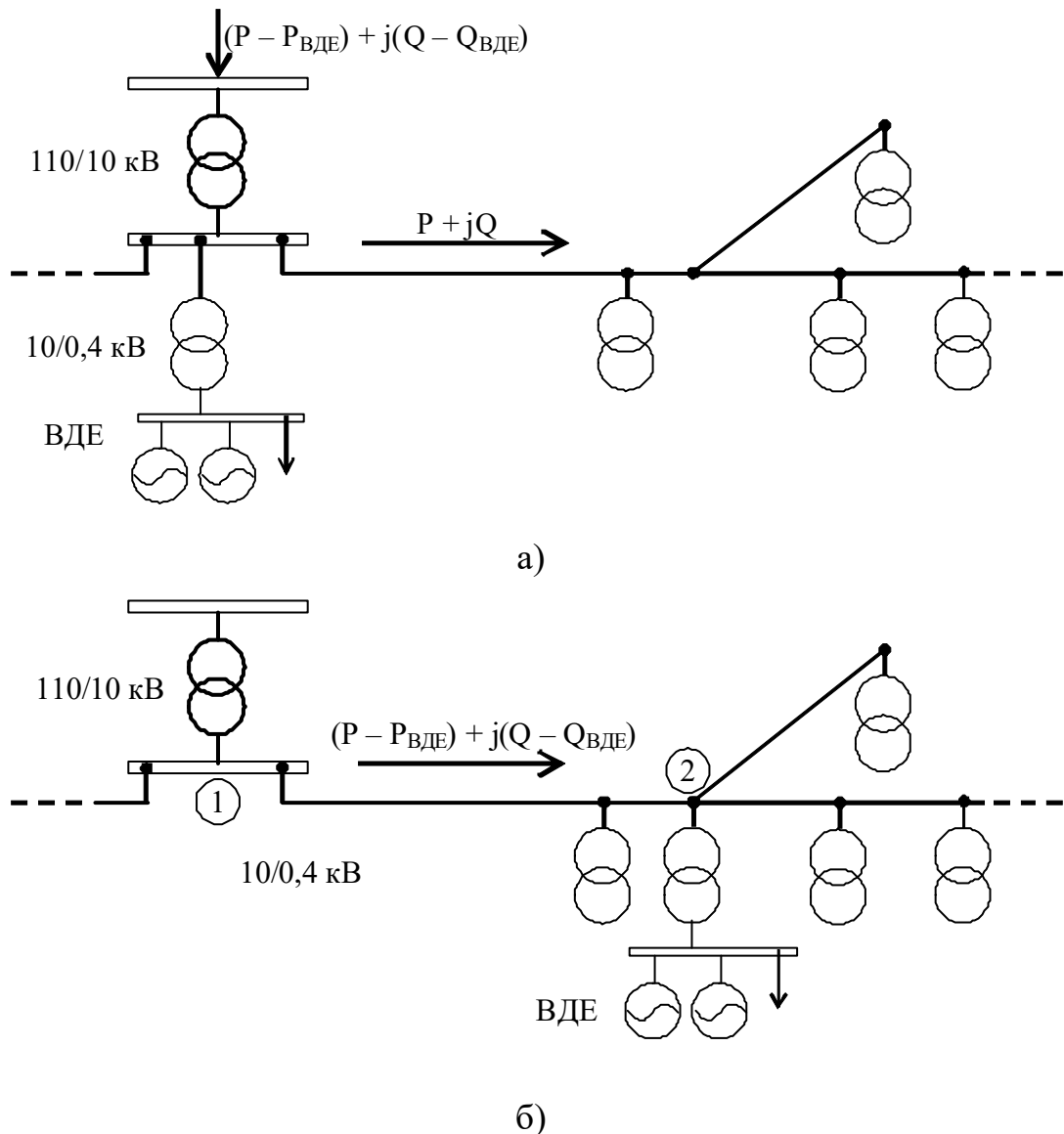


Рис. 1.4. Варіанти приєднання ВДЕ в електричній мережі

Проте, як видно з (1.2) і (1.3), позитивний ефект від ВДЕ буде проявлятися до тих пір, коли їх потужність генерування суттєво не перевищить потужність споживання. За певного значення потужності генерування ВДЕ втрати потужності та електроенергії в мережі почнуть зростати, а напруга може перевищити допустиме значення. Отже, потрібно визначити не тільки оптимальну точку під'єднання ВДЕ, а й оптимальну їх установлену потужність.

Якість електропостачання залежать від надійності електричних мереж, оптимальних технологічних втрат електроенергії під час її транспортування та забезпечення нормативних параметрів якості електроенергії. Оскільки ці

фактори забезпечення якісного електропостачання часто є суперечливими, тобто покращання одного погіршує інший, то доцільним є розроблення методології інтегрального оцінювання якості функціонування електричних мереж в умовах розбудови ВДЕ.

1.2. Оцінювання якості електропостачання засобами кваліметрії

Зміна відносин на ринку електричної енергії, зумовлена переходом від державної власності до приватної, стала причиною зростання відповідальності за недотримання умов договорів з електропостачання. Особливу роль в дотриманні договірних умов відіграють розосереджені джерела енергії, широке впровадження яких в розподільні електричні мережі зумовило перехід від централізованого до децентралізованого електропостачання, що безперечно вплинуло на його якість [54].

На кожному з етапів процесу електропостачання електрична енергія є товаром, який володіє певними властивостями, що забезпечують на кінцевому етапі її ефективне перетворення в інші види енергії. Саме тому оцінювання і аналіз якості електричної енергії, як продукту, на кожному з етапів електропостачання дозволить однозначно визначити роль кожного з учасників енергоринку. Відповідно до [144, 152] якість продукту можна оцінювати за якістю технологічного процесу, результатом якого є продукт. Тому виконаємо оцінювання якості систем електропостачання шляхом аналізу процесу електропостачання засобами кваліметрії.

Характеристика об'єкта дослідження. Якість – це сукупність властивостей, які зумовлюють придатність продукції (об'єкту, процесу, явища) задовольняти певні потреби у відповідності з її (його) призначенням [50]. Електрична енергія це той вид енергії, який набув широкого застосування завдяки зручності під час передавання на значні відстані і перетворення в інші види енергії. Для економічного і ефективного перетворення в інші види енергії електроенергія повинна відповідати ряду вимог, які зазначені в міждержавному стандарті [168]. Особливість електроенергії і неможливість її акумулювання в

промислових об'ємах зумовила жорсткі умови до надійності її постачання. Електрична енергія, як будь-який продукт, має свою вартість, яка визначається за економічними законами. В сучасних умовах саме економічна складова властивостей електроенергії спонукає деяких споживачів піти на послаблення вимог до якості і надійності її постачання.

До останнього часу аналіз властивостей електроенергії проводився розрізнено, оскільки задачі, які розв'язувались, не вимагали комплексного вирішення. Крім цього математичний апарат, який розроблявся, будувався для розв'язання задач проектування і експлуатації електроенергетичної системи, тобто технологічного процесу. Тому в подальшому будемо аналізувати якість процесу генерування, передавання та розподілу як якість електропостачання. Розглянемо властивості електроенергії через призму процесу електропостачання.

Надійність. Особливості процесу виробництва й розподілу електроенергії (швидкоплинність процесів, що протікають, неможливість створення значних її запасів) перетворюють надійність електропостачання в одну з найважливіших умов ефективної й ритмічної роботи споживачів.

На початкових етапах електрифікації збиток від перерв в електропостачанні був незначним, тому що електрифікувалися лише окремі технологічні процеси. Під час перерв в електропостачанні завжди можна було замінити роботу електроустановок ручною працею. По міри розвитку комплексної механізації й автоматизації виросла продуктивність праці й суттєво скоротилася чисельність обслуговуючого персоналу. На підприємствах «ціна» перерви в електропостачанні зі зростанням автоматизації зростає.

Надійність електропостачання напряму залежить від силового обладнання, релейного захисту і автоматики, схемних рішень, які застосовуються в електроенергетичній системі. Очевидно, що поняття надійності досить широке, яке включає в себе безперебійність, живучість, тощо.

Якість електроенергії. Якість електроенергії характеризують такі показники: відхилення частоти й напруги, розмах коливань частоти й зміни

напруги, а також коефіцієнти викривлення кривої напруги, зворотної й нульової послідовності напруг.

Розглянемо один з головних показників – відхилення напруги. Відхилення напруги залежить від завантаження елементів мережі, режиму навантаження і компенсувальних пристроїв, тощо. При значному зниженні напруги погіршуються функціональні можливості електроприймачів. Під час зниження напруги збільшуються активні втрати електроенергії, підвищення рівня напруги призводить до скорочення терміну служби електроприймачів, збільшується реактивна потужність і зростають додаткові втрати потужності.

Очевидною є безпосередня залежність відхилення напруги від процесу електропостачання. Схожі висновки можна зробити і щодо решти показників якості електроенергії.

Економічність електропостачання. Економічність електропостачання характеризують технологічні втрати електроенергії в елементах мережі, щорічні відрахування на амортизацію мережі, поточний ремонт і утримання обслуговуючого персоналу [57].

Підвищення якості електропостачання вимагає додаткових витрат і капітальні вкладення повинен бути економічно виправданим з урахуванням взаємного впливу системи електропостачання й споживача.

Отже, за характеристикою об'єкту дослідження можна зробити однозначний висновок щодо можливості і доцільності заміни аналізу властивостей електроенергії під час оцінювання її якості на оцінювання якості процесу, тобто електропостачання.

Аналіз якості процесу електропостачання засобами кваліметрії. Задачі з визначення якості процесів або об'єктів виникали і виникають практично завжди. Починаючи з середини ХХ століття був започаткований такий напрямок дослідження як кваліметрія. Останнім часом напрацювання в області кваліметрії набувають все більшого розповсюдження. Однак в галузі енергетики і зокрема електроенергетики дослідження в цьому напрямку не ведуться. Тому в роботі зроблено спробу використати класичні підходи

кваліметрії для оцінювання якості систем електропостачання з розосередженим генеруванням.

Для оцінювання якості систем електропостачання скористаємось методом розгортання функції якості (Quality Function Deployment) [50]. Цей метод об'єднує в собі декілька підходів і дозволяє зробити перехід від побажань потенційних споживачів продукту до проектування технологічного процесу отримання цього продукту.

Розгортання функції якості QFD здійснюється з використанням матричної діаграми (див. рис. 1.5), названої у відповідності зі своєю формою "Будинок якості" (House of Quality).

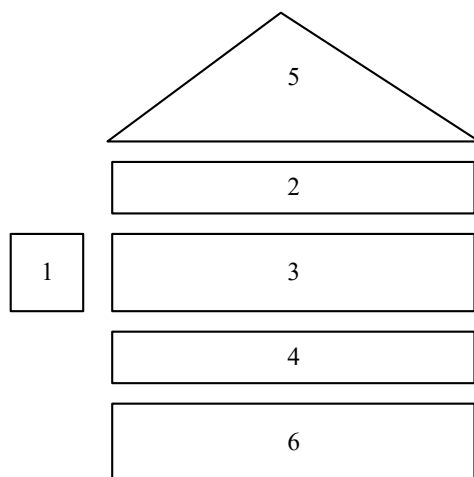


Рис. 1.5. Структура «будинку якості»

Центральна частина будинку (3) – це таблиця, стовпці якої відповідають технічним характеристикам (2), а рядки вимогам споживачів (1). В клітинах відмічається рівень залежності, якщо вона має місце. Дах будинку (5) представляє дані щодо кореляції між технічними характеристиками.

Ліва кімната (1) включає стовпці важливості вимог для споживача. Рівень (4) включає оцінку виконання вимог (з точки зору споживача) для існуючих на ринку виробників подібної продукції. Нижній рівень (6) містить результати аналізу технічних характеристик продукції, цільове значення характеристик продукції, оцінки абсолютної і відносної важливості характеристик.

Класично процес розгортання функції якості складається з чотирьох етапів. На кожному з етапів виконується побудова відповідного «будинку якості». Цільова роль кожного з етапів показана на рис. 1.6.

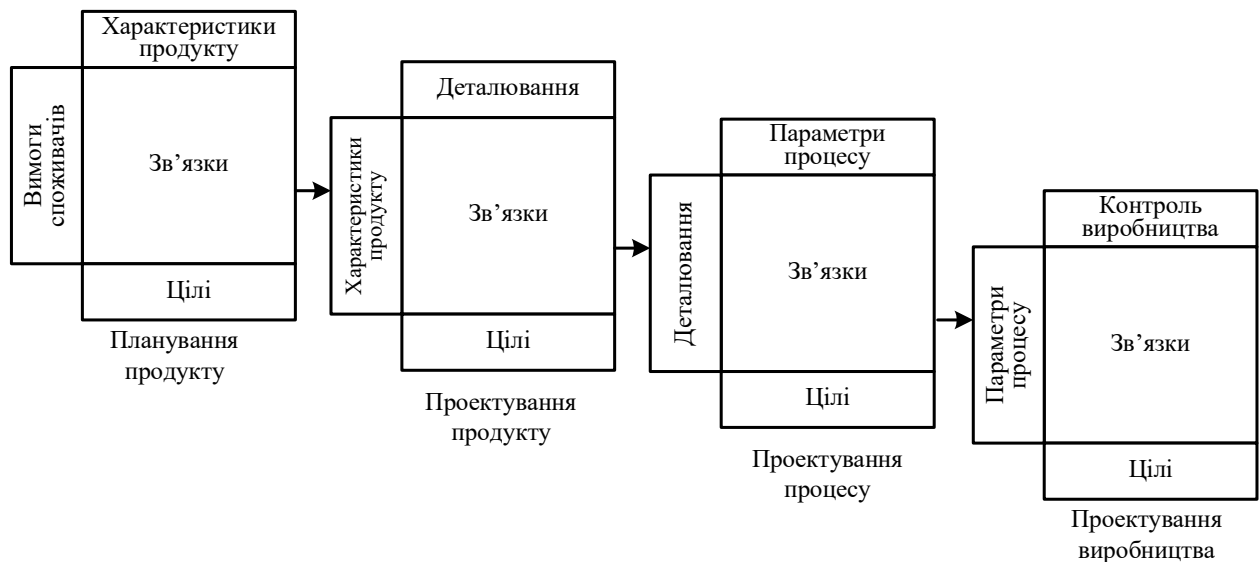
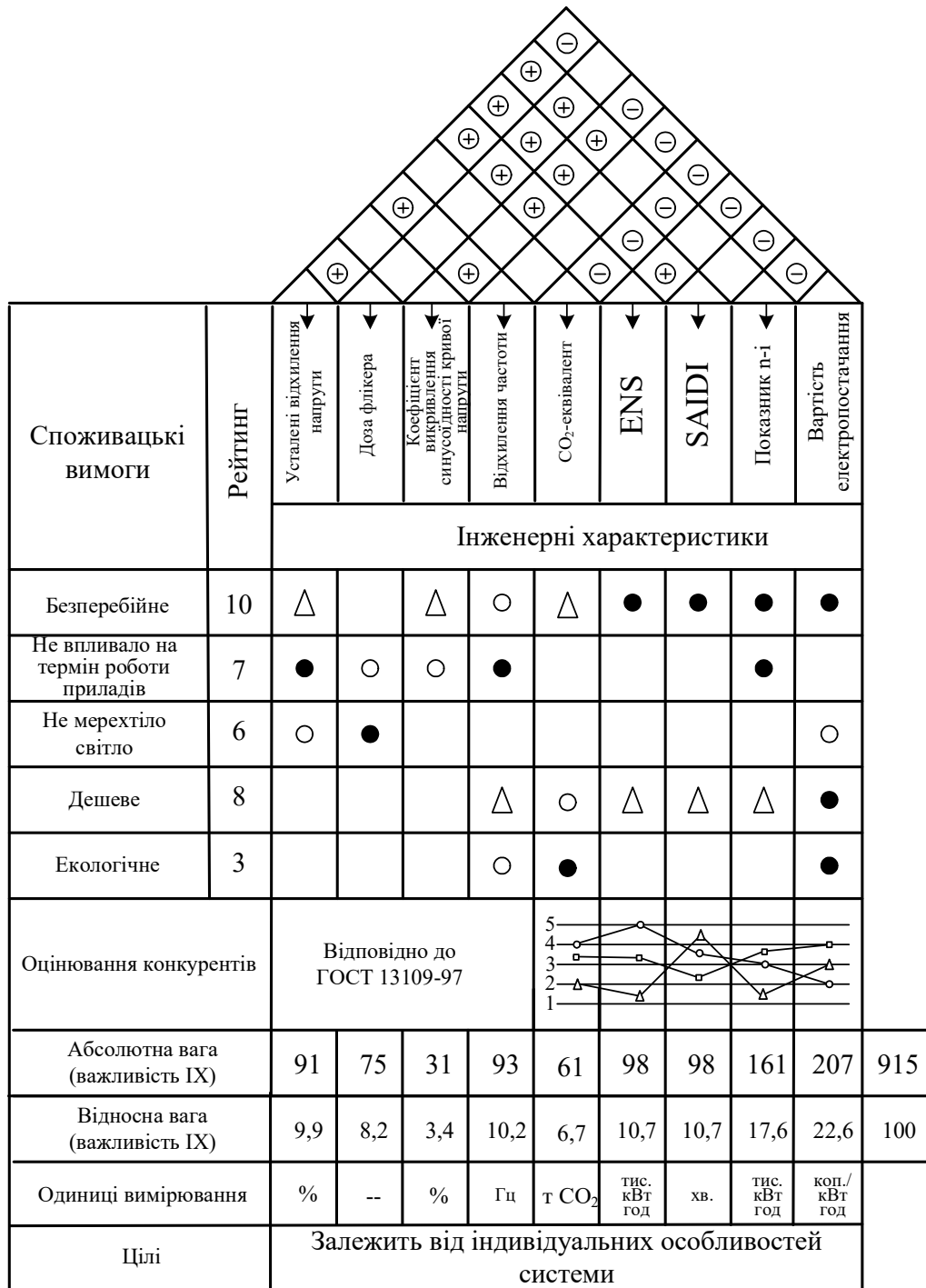


Рис. 1.6. Чотири етапи QFD

Електрична енергія має певні свої особливості, які не можуть не відобразитись на етапах розгортання функції якості [97]. Так, етап проектування продукції, який полягає у визначенні характеристик елементів продукції, відсутній. З врахуванням цього виконаємо розгортання функції якості електроенергії.

На першому етапі визначаються характеристики продукту. В якості прикладу розроблено вид «будинку якості» див. рис. 1.7 [97].

Зазвичай під час заповнення частини таблиці «споживацькі вимоги» виконують опитування потенційних користувачів майбутньої продукції. Оскільки пересічний користувач не має спеціальної освіти, то і характеристики мають абстрактний характер. У випадку з електричною енергією завдяки значній її ролі в будь-якому споживацькому процесі з роками у споживачів склались вимоги за характером досить близькі до спеціальних технічних характеристик, тому етап визначення «інженерних характеристик», який проводиться експертами, не вимагає значних затрат.



Сильні зв'язки - 9 ● Зростання характеристики ⊕
 Середні зв'язки - 3 ○ Зменшення характеристики ⊖
 Слабкі зв'язки - 1 △

Рис. 1.7. Етап проектування продукту

Очевидним є набір споживацьких вимог, однак вагові коефіцієнти можуть коливатись досить в широких межах в залежності від типу споживача, характеру технологічного процесу, тощо. За класичним підходом до побудови

«будинку якості» область зміни вагових коефіцієнтів визначаються в межах від 0 до 10. Оцінювання зв'язків виконується цифрами 9, 3 та 1. В прикладі, який розглядається, все зроблено за класичним підходом. Однак можна організувати, враховуючи особливості електричної енергії, характеристики, які будуть мати більш фізичені значення.

Інженерні характеристики	Рейтинг										
		Потужність навантаження	Потужність генерування	Потужність резерву	Спійкість системи dQ/dU	Напруга у вузлах навантаження	Струм у елементах мережі	Потужність джерел спотворення синусоїди напруги	Частка ВДЕ в балансі потужності	Втрати електроенергії	
Режимні параметри											
Усталені відхилення напруги	8	○	○		●	●	●		○	△	
Доза флікера	6	△	△			○					
Коефіцієнт викривлення синусоїдності кривої напруги	3						●	○	○		
Відхилення частоти	6					○			○	○	
CO ₂ -еквівалент	6		○	○					●		
ENS	8			●	○				○		
SAIDI	8			●	○						
Показник n-i	9			●	●				○		
Вартість електропостачання	10		○	○			○		●	●	
Абсолютна вага (важливість РП)		30	48	474	108	108	102	27	246	125	1268
Відносна вага (важливість РП)		2,4	3,8	37,4	8,5	8,5	8	2	19,4	9,9	100
Одиниці вимірювання		кВт, квар	кВт, квар	кВт, квар	--	кВ	А	кВт	кВт	кВт год	
Цілі		Залежить від індивідуальних особливостей системи									

Рис. 1.8. Етап проектування процесу

В прикладі розглядається розподільна електрична мережа з розосередженим генеруванням, яке в основному складається з відновлюваних джерел енергії. «Оцінювання конкурентів», в цьому випадку, проводилось шляхом аналізу схожих розподільних мереж об'єднаної електричної системи України. При цьому показники, які прописані в стандартах порівнювались з нормативними значеннями.

Завершується етап проектування продукту, як і всі наступні етапи, визначенням цілей. Тобто визначаються приблизні значення інженерних характеристик, які б гарантували забезпечення вимог споживачів. У випадку систем електропостачання цілі можна оцінити лише з певною імовірністю або певним діапазоном, оскільки режими останньої мають імовірнісний характер.

Етап проектування процесу (див. рис. 1.8) починається з рейтингування інженерних характеристик і визначення режимних параметрів системи електропостачання. Решта кроків цього етапу повторює кроки, описані вище. На кроці «цілі» отримати детерміновані значення режимних параметрів також не вдається з причини стохастичної природи процесів в системі електропостачання.

На останньому етапі «проектування виробництва» виконується аналіз системних параметрів системи електропостачання (див. рис. 1.9).

В результаті проведеного аналізу можна отримати відповідь на питання: «якою повинна бути система електропостачання для того щоб забезпечити вимоги споживачів». Однак застосування класичного підходу для аналізу якості електропостачання вимагає розв'язання векторної задачі і не дозволяє відповісти на всі питання і вимагає проведення додаткових розрахунків, особливо коли електричні мережі містять відновлювані джерела енергії. Тому доцільним є розроблення інтегрального показника, за яким можна оцінити якість функціонування електричної мережі з ВДЕ [105].

Режимні параметри	Рейтинг	Активні параметри ЛЕП	Реактивні параметри ЛЕП	Активні параметри трансформаторів	Реактивні параметри трансформаторів	Параметри компенсаційних пристроїв	Параметри регулювальних пристроїв	Інтенсивність відмов елементів системи	Інтенсивність відновлень елементів системи	Конфігурація мережі	
		Системні параметри									
Потужність навантаження	3	●	●	●	●						
Потужність генерування	6	●	●	●	●						
Потужність резерву	10							●	●		
Стійкість системи dQ/dU	8					△	○	●	●		
Напруга у вузлах навантаження	8	○	○	○	○	●	●			○	
Струм у елементах мережі	6	●	●	●	●	○	○			○	
Потужність джерел спотворення синусоїди напруги	3	○	○	○	○						
Частка ВДЕ в балансі потужності	10	●	●	●	●	●	●			●	
Втрати електроенергії	9	●	●	●	●	●	●			●	
Абсолютна вага (важливість СП)		339	339	339	339	269	285	162	162	213	2447
Відносна вага (важливість СП)		13,9	13,9	13,9	13,9	11	11,6	6,6	6,6	8,7	100
Одиниці вимірювання		Ом	Ом	Ом	Ом	--	--	відм/рік	відм/рік	--	
Цілі		Залежить від індивідуальних особливостей системи									

Рис. 1.9. Етап проектування виробництва

1.3. Залежність якості електропостачання від функціональної готовності електричних мереж

1.3.1. Загальні положення [26]

Якість – сукупність характеристик системи, що характеризують її здатність задовольняти визначені й заплановані потреби.

Характеристика – це взаємозв'язок між залежними й незалежними змінними, вираженими у вигляді тексту, таблиці, математичної формули, графіка. Описується в техніці, як правило, функціонально, а не одиничним показником (вольтамперна характеристика). У визначенні якості містяться також такі терміни, як «потреба» і «об'єкт».

Потреби – виникають із незадоволеності вимог, необхідних для нормальної життєдіяльності, і спрямовані на усунення цієї незадоволеності. У визначенні якості поняття потреб є вихідним. Їхні характеристики повинні відповідати характеристикам якості об'єкта.

Об'єкт – це те, що може бути індивідуально описано й розглянуто. Об'єктом може бути, організація, процес, продукція, система або окрема особа або будь-яка комбінація з них.

Якістю об'єкта є відповідність об'єкта вимогам нормативної й технічної документації. Вона характеризується комплексом притаманних йому властивостей, і ступенем їх відповідності функціональним, естетичним і іншим вимогам, що визначають можливість задоволення ті або інші потреби. При цьому, чим вище якість об'єкта, тим повніше він задовольняє потреби.

Як правило, властивості об'єкта характеризуються показниками якості, які класифікують за рядом ознак. Найбільш важливою є класифікація за кількістю властивостей, які розглядаються. Існують одиничні й комплексні показники якості.

Одиничний показник якості – характеризує одну просту властивість об'єкта, наприклад, структуру матеріалу, тощо.

Комплексний показник якості об'єкта надає характеристику декількох його властивостей. Якщо хоча б один з одиничних показників дорівнює нулю, то нульовим вважається й комплексний показник, і об'єкт, непридатний навіть за одним показником, не може вважатися якісним. Існують такі види комплексних показників:

1) груповий комплексний показник характеризує групу простих властивостей або одну складну властивість, оцінюється однією числовою

величиною, наприклад, певною кількістю балів;

2) узагальнений комплексний показник якості характеризує всю сукупність властивостей, за якими відбувається оцінка якості. Найчастіше, здійснюють порівняльну оцінку якості об'єкта, зіставляючи показники його якості з базовими показниками, тобто з показниками, що характеризують якість об'єкта, прийнятого за еталон.

Базові показники – показники кращих зразків об'єкта того ж призначення, що максимально задовольняють потреби його користувачів. Базові еталонні об'єкти із властивими їм показниками якості періодично замінюються іншими більш перспективними. Базові показники якості можуть бути одиничними й комплексними.

У цілому, оцінювання якості об'єкта є встановлення відповідності об'єкта суспільним потребам. Але кількісна оцінка потреб – трудомісткий процес, у зв'язку із цим, на практиці оцінюється не сама якість об'єкта, а рівень його якості. Рівень якості об'єкта являє собою відносну характеристику якості об'єкта, засновану на порівнянні значень показників якості оцінюваного об'єкта з базовими значеннями відповідних показників. Для встановлення рівня якості зіставляють сукупність показників якості оцінюваного об'єкта з аналогічною сукупністю базових показників:

$$K_p = Q / Q_{\text{баз}},$$

де K_p – показник рівня якості; Q – чисельне значення показника якості; $Q_{\text{баз}}$ – чисельне значення базового показника.

3) інтегральним показником якості об'єкта є відношення сумарного корисного ефекту від експлуатації об'єкта до сумарних затрат на його створення, збереження, транспортування, експлуатацію або споживання.

Формула розрахунку інтегрального показника якості:

$$K = K_o / Z = K_o / (Z_g - Z_e),$$

де Z, Z_g, Z_e – відповідно затрати на виробництво і експлуатацію об'єкта; K_o – показник, що характеризує основні властивості об'єкта, які впливають на

задоволення потреб.

Під час розв'язання практичних задач керування якістю й для обґрунтування кращих рішень, прийнятих для керування якістю необхідно оцінити якість. Одержання об'єктивного результату можливо за умови методично правильного виконання робіт з оцінювання якості. Виходячи з визначення, оцінка рівня якості включає такі етапи:

- вибір номенклатури показників і обґрунтування її необхідності й достатності;
- вибір і розробка методів і засобів, а також точності визначення значень показників якості;
- вибір базових значень показників якості;
- визначення фактичних значень показників якості й зіставлення їх з базовими, вибір форми представлення результатів оцінювання;
- порівняльний аналіз варіантів можливих рішень;
- обґрунтування рекомендацій для прийняття керуючого рішення.

Зміст кожного з етапів і обсяг виконуваних робіт залежать від мети оцінювання якості.

Якість не завжди можливо оцінити за окремими одиничними показниками, тому що по одним з них якість об'єкту покращилася, а по інших стала гірше. У таких випадках доцільно використовувати комплексні показники якості, що характеризують декілька її простих властивостей або одну складну властивість об'єкту. Комплексні показники залежно від способу побудови розрізняють [26, 200]:

- узагальнений – приймається для такої сукупності властивостей об'єкта, за якою оцінюється її якість;
- груповий – охоплює не всі, а тільки певну групу властивостей;
- інтегральний – відображає співвідношення сумарного корисного ефекту від експлуатації об'єкта й сумарних витрат на його створення й експлуатацію.

Узагальнені показники можуть бути обчислені як середнє арифметичне (геометричне, гармонійне) просте або зважене. Узагальнений показник

обчислюється як середня арифметичне просте для видів продукції, оцінка якості яких проводиться за двома-трьома рівнозначними показниками якості. Для продукції, оцінка якості якої виконується системою показників, узагальнений показник обчислюється з урахуванням коефіцієнтів вагомості окремих одиничних показників.

$$P_{\Sigma} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n p_i \quad \text{або} \quad P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n b_i p_i,$$

де $i = 1 \dots n$ – число одиничних показників; p_i – кількісне значення i -го одиничного показника; b_i – ваговий коефіцієнт i -го показника якості.

Вагові коефіцієнти характеризують у кількісному відношенні значимість цього показника якості в прийнятій номенклатурі показників. Вони визначаються соціологічним або експертним методами, а також на основі аналізу впливу цього показника якості об'єкта на ефективність його створення, експлуатацію.

Становить інтерес оцінювання якості об'єкта, що ґрунтується на принципах «розпізнавання образів», для якого дається експертна оцінка вагомості окремих показників. Узагальнений показник може бути представлений у вигляді аналітичного зв'язку між окремими показниками якості $P_{\Sigma} = f(p_1, p_2, \dots, p_n)$. Найбільше значення при цьому здобувають регресійні моделі, що дозволяють установити кількісний вираз зв'язків і залежностей основних показників якості об'єкта.

Показник якості, за яким приймають рішення щодо якості об'єкта, називається визначальним показником. Властивості, що враховуються визначальними показниками, у свою чергу, можуть бути одиничними й (або) комплексними показниками якості. Якщо визначальний показник є комплексним, він називається узагальненим.

Інтегральним називається комплексний показник якості об'єкта, що відображає залежність сумарного ефекту від експлуатації об'єкта до сумарних витрат на його створення або експлуатацію. Величина, зворотна інтегральному показнику називається питомими витратами на одиницю ефекту. Інтегральний

показник якості, виходячи з визначення, враховує ефективність її застосування протягом певного часу [36]

$$I(t) = \frac{\mathcal{E}_\Sigma}{Z_c \varphi(t) + Z_e},$$

де \mathcal{E}_Σ – сумарний корисний ефект від експлуатації або споживання (обсяг виконаної роботи, виробіток за весь термін служби, продуктивність, теплотворна здатність у заданих умовах споживання й ін.), натур. од. Сумарний корисний ефект є узагальненим показником якості продукції, що залежать від більшості її одиничних показників. Z_c – сумарні витрати на створення продукції, що передують постановці її на виробництво, вартісні од.; Z_e – сумарні витрати на експлуатацію (технічне обслуговування, ремонти, запасні частини й т.п.), вартісні од.; $\varphi(t)$ – безрозмірний множник, що є функцією часу t , служить для приведення Z_c і Z_e до одного року. При тривалій експлуатації вони приводяться до одного року.

$$Z_e = Z_{e1}\varphi(1) + Z_{e2}\varphi(2) + \dots + Z_{et}\varphi(t),$$

де t – рік експлуатації.

У випадку можливості нехтування фактором часу інтегральний показник може бути спрощений

$$I = \frac{\mathcal{E}_\Sigma}{Z_c + Z_e}.$$

У якості інтегрального показника якості об'єкту використовують також питому інтегральну ефективність [36]

$$E_n = \frac{1}{T_{opt}} \int_0^{T_{opt}} E(t) dt,$$

де $E(t)$ – загальна економічна ефективність застосування об'єкту за час t ; T_{opt} – оптимальний термін експлуатації об'єкту.

Інтегральний показник має максимальне значення для оптимального значення корисного ефекту й витрат на його досягнення, отже, збільшення витрат на підвищення якості має сенс доти, поки збільшується інтегральний

показник. Ця його властивість використовується під час аналізу динаміки якості об'єкта, визначенні шляхів його поліпшення [191].

1.3.2. Оцінювання функціональної готовності електричних мереж

Необхідність забезпечення достатньої надійності електропостачання впливає з основного призначення електричної мережі. У процесі експлуатації електричних мереж кожний елемент (трансформатор, вимикач та ін.), крім механічних і електричних навантажень, є під впливом високої вологості, агресивних середовищ, пилу, атмосферних явищ. Це викликає зміни їх електроізоляційних, провідникових і конструкційних матеріалів, що приводять до виникнення режимів короткого замикання, тощо. Частими причинами пошкоджень є стихійні явища: перекриття гірлянд ізоляторів, удар блискавки в проводи повітряної лінії, обриви проводів повітряної лінії під час сильного вітру з ожеледдю та ін. Як показує досвід, практично всі елементи електричної мережі піддані пошкодженням. Усунення пошкоджень, як правило, вимагає відключення пошкодженого елемента. Тривалість аварійного ремонту може бути різною: від декількох годин до декількох діб. У процесі експлуатації в будь-який момент часу для кожного елемента мережі можливо одне із трьох станів: робоче, аварійне відключення, плановий ремонт.

Стандартом [27] встановлена єдина термінологія й показники під час аналізу надійності технічних об'єктів (виробу, споруди, системи), у тому числі й елементів електричних мереж. Під надійністю розуміють властивість об'єкта зберігати в часі значення всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати необхідні функції в заданих режимах і умовах застосування, технічного обслуговування, зберігання, транспортування. Надійність є комплексною властивістю, яка залежно від призначення об'єкта й умов його застосування може включати безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність і збережувальність. Для неремонтованих об'єктів основною властивістю є безвідмовність, для ремонтваних – ремонтпридатність.

Показник надійності є кількісною характеристикою одного (одиничний)

або декількох властивостей (комплексний), що становлять надійність об'єкта.

Надійність електропостачання, тобто здатність електричної системи в будь-який момент часу забезпечувати електроенергію приєднаних до системи споживачів, у загальному вигляді оцінюють частотою й тривалістю перерв в електропостачанні із класифікацією причин виникнення перерв, а також величиною недовідпуску електроенергії споживачам за час відключення електропостачання. Крім того, обчислюються розрахункові показники: кількість відключень на 100 км повітряній лінії, середня тривалість одного відключення, середній простій трансформаторної підстанції для одного відключення, середній недовідпуск електроенергії для одного відключення.

Для якості електроенергії в електричних мережах систем електропостачання загального призначення змінного трифазного й однофазного струму частотою 50 Гц у точках загального приєднання (тобто до яких приєднуються електричні мережі, що перебувають у власності різних споживачів електричної енергії, або приймачі електричної енергії) ГОСТ 13109-97 установлює свою специфічну номенклатуру показників [168]. ГОСТ 23875-88 [52] визначає терміни й поняття, пов'язані з якістю електричної енергії. Під поняттям *якості електричної енергії* розуміють ступінь відповідності параметрів електричної енергії їх установленим значенням. При цьому параметр електричної енергії кількісно характеризує яку-небудь її властивість (напругу, частоту, форму кривої електричного струму), а показник якості електричної енергії – її якість по одному або декільком параметрам.

Відхиленням параметра електричної енергії є різниця між поточним значенням параметра електричної енергії і його номінальним або базовим значенням.

Під якісною електроенергією розуміють сукупність таких характеристик, за яких електроприймачі здатні виконувати визначені для них функції. Якість електроенергії оцінюється одиничними показниками, що характеризують частоту, варіацію напруги, несиметрію й несинусоїдність напруги живлення.

На більшість показників якості електроенергії впливають параметри

мережі. Виключення становить основна частота в мережі, обумовлена в усталених режимах швидкістю обертання генераторів. Основними причинами, що викликають неприпустимі відхилення й коливання напруги є низький рівень експлуатації електричних мереж і електроустановок, перевантаження мереж низької напруги й відсутність місцевого регулювання напруги. Несинусоїдність струмів і напруг у мережах викликається нелінійністю окремих елементів мережі й використанням споживачами електроприймачів з нелінійними вольт-амперними характеристиками.

Технічні показники якості електроенергії й надійності електропостачання тісно переплетені між собою й з економічними показниками. Впровадження заходу, що підвищує надійність електропостачання, відбивається й на якості електроенергії, і на економічності електричних мереж. Комплексна оцінка якості функціонування вимагає врахування не тільки технічних показників якості, але й економічних – економічності передачі електроенергії.

Вимога економічності повинна забезпечуватися при виконанні нормованих технічних вимог. Це пов'язане з тим, що вимоги обґрунтованої надійності електропостачання й забезпечення нормативних показників якості електроенергії також зводяться до умов забезпечення більшої економічності. Від показників якості енергії залежить економічність роботи окремих виробничих агрегатів. Зниження техніко-економічних показників системи електропостачання викликають гармоніки напруг і струмів. Тому підвищення економічності роботи системи електропостачання можна досягнути шляхом впливу на якість енергії. Основним показником економічності роботи електричної мережі є величина втрат енергії. Крім того, показники економічності мають і самостійне значення, будучи важливими показниками для всієї електроенергетичної системи.

До найважливіших економічних показників електропередачі можуть бути віднесені капітальні витрати й експлуатаційні витрати, які обчислюються як повні або питомі.

Перевірка відповідності об'єкта встановленим технічним вимогам

називається *технічним контролем* (ГОСТ 16504-81). Технічному контролю підлягають продукція, процеси її створення, застосування, транспортування, технічного обслуговування й ремонту, а також відповідна технічна документація. Основою технічного контролю є контроль якості продукції, обумовлений стандартом як контроль кількісних і (або) якісних характеристик властивостей продукції, їх відповідності встановленим вимогам.

В енергетиці, у зв'язку з неможливістю виправлення браку основної продукції, головну увагу необхідно зосередити на попередженні зниження якості електропостачання, на ретельному контролі технологічних процесів виробництва, передачі, розподілу й споживання електроенергії.

Значення показників якості електроенергії встановлюються під час використання вимірювального методу, з використанням вимірювальних приладів установленої точності. Показники надійності електропостачання визначаються двома методами. Реєстраційним методом – фіксується кількість перерв, а для визначення значень інших показників використовується вимірювальний метод, тому що для їхнього одержання потрібне застосування вимірювальних приладів.

З ростом навантажень у процесі експлуатації електричних мереж ситуація постійно змінюється. У результаті в міру необхідності доводиться вносити відповідні зміни в умови регулювання. Проводиться вибір робочого положення регулювальних відгалужень у розподільних трансформаторів і уставок автоматичних регуляторів напруги, вибір часу включення додаткових батарей конденсаторів (керованих і некерованих). Тому необхідний систематичний контроль якості електричної енергії. Контроль якості електричної енергії представляє собою перевірку відповідності показників якості електричної енергії встановленим нормам якості.

Однієї реєстрації факту зміни показників якості недостатньо для ухвалення рішення. Потрібно встановити причини виникнення й стійкість цієї зміни. Зміни параметрів режиму можуть виникати з різних причин, тому вимагають і різного втручання в режими роботи електричної мережі.

Установлення причин невідповідності її якості встановленим значенням називається аналізом якості електричної енергії. Порядок виконання контролю й аналізу якості електроенергії викладена в стандарті й методичних рекомендаціях [37, 168]. Регулярного аналізу умов роботи електричних мереж вимагає робота пристроїв автоматичного регулювання. Він виконується на основі результатів вимірів з використанням ймовірносно-статистичних методів, які краще відображають фактичний стан і дозволяють прийняти необхідне рішення з меншими затратами.

У розподільних мережах, де випадковий характер зміни навантажень проявляється особливо помітно, процес зміни параметрів робочого режиму електричних мереж є в значній мірі випадковим. Випадковий характер носить і зміна показників якості електроенергії. Окремі зміни показників якості електроенергії можуть мати малу тривалість і повторюваність, тому не дають вичерпної характеристики (наприклад, у режимах найбільших і найменших навантажень) особливо в умовах розбудови відновлюваних джерел енергії. Короткочасні порушення показників якості, як правило, не ведуть до серйозних наслідків. Тому не має причин висувати надмірні вимоги до показників якості електроенергії. Увесь комплекс можливих заходів щодо поліпшення показників якості електроенергії може обходитися досить дорого. Економічно більш обґрунтованим може виявитися створення електроприймачів, що допускають деякі відхилення показників якості електроенергії від номінальних.

Основна вимога до норм якості електроенергії полягає в їхній оптимальності, тобто при заданих вимогах споживача витрати енергопостачальної організації повинні бути прийнятними. Наступною їхньою особливістю є взаємозалежність і збалансованість норм показників якості, що характеризують окремі властивості електроенергії. Крім того, норми повинні бути динамічними, тобто необхідне їх періодичне коректування. Так стандарт на якість електричної енергії 1997 р. має більш жорсткі норми якості, ніж цей же стандарт 1987 р.

Стандарт [168] визначає два види норм якості електричної енергії в

точках загального приєднання до електричних мереж: нормально припустимі й гранично припустимі регламентовані значення показників. Припустимі відхилення показників якості продукції визначаються зіставленням фактичного й номінального значень цього показника, тобто значення показника якості, від якого відраховується припустиме відхилення. Відхилення вважається припустимим, якщо фактичне значення показника якості не виходить за межі, установлені нормативною документацією.

За деякими нормами параметри робочого режиму є припустимими, якщо їх відхилення перебувають у нормально припустимих межах з інтегральною ймовірністю в 95% за встановлений період часу. Це означає, що тільки 5% випадків спостережень може ставити відхилення за межі припустимих значень, але не перевищувати нормовані граничні величини.

Якщо вимірювання параметру проводиться не одноразово, а систематично за деякий проміжок часу, то виходить серія значень, об'єм яких може бути досить великим. За таким масивом можна аналізувати, у яких межах перебувають значення цього параметру. Якщо на підставі масиву числових значень параметру сформувавши статистичний ряд розподілу, то інформація стає більш інформативною. При цьому визначається частота (імовірність) потрапляння показника в інтервал і інші характеристики випадкових функцій (математичне очікування, середнє квадратичне відхилення). Графічне представлення ряду розподілу досліджуваного параметру у вигляді гістограм дозволяє робити висновок про допустимість процесу зміни контрольованого параметра.

Для якості електроенергії характерна взаємозалежність впливу виробника й споживачів електроенергії. Від якості електроенергії живильної системи залежить нормальна робота електроустаткування споживачів. У свою чергу, ускладнення технологічних процесів визначило широке застосування регульованих вентильних електроприводів, зварювальних установок та ін., характерною рисою яких є вплив їх на якість електроенергії живильних мереж. Такий взаємний вплив живильної системи й електроустаткування називають

електромагнітною сумісністю. В табл. 1.3 наведені параметри електричної енергії й найбільш імовірні винуватці погіршення її якості.

Таблиця 1.3. Параметри електричної енергії і відповідальні за її погіршення

Параметри електричної енергії	Найбільш імовірні винуватці погіршення якості електричної енергії
Відхилення напруги	Енергопостачальна організація
Відхилення частоти	Енергопостачальна організація
Провал напруги	Енергопостачальна організація
Імпульс напруги	Енергопостачальна організація
Тимчасова перенапруга	Енергопостачальна організація
Коливання напруги	Споживач зі змінним навантаженням
Несинусоїдність напруги	Споживач із нелінійним навантаженням
Несиметрія трифазної системи напруг	Споживач із несиметричним навантаженням

Контроль і нормування показників надійності включає:

- одержання й математичну обробку вихідних даних;
- ухвалення рішення про відповідність або невідповідність показників надійності встановленим вимогам;
- аналіз причин і наслідків відмов з метою розробки заходів щодо підвищення надійності.

Залежно від способу одержання вихідних даних методи контролю показників надійності поділяють на розрахункові, експериментальні й розрахунково-експериментальні.

Розрахунковий метод визначення надійності заснований на обчисленні показників надійності об'єкта за довідниковими даними про надійність його складових частин, за даними про надійність об'єктів-аналогів, за даними про властивості матеріалів і іншої інформації, наявної до моменту оцінки надійності. Цей метод застосовують на етапах науково-дослідних робіт, технічної пропозиції, дослідно-конструкторських робіт.

Експериментальний метод визначення надійності припускає статистичну обробку даних, одержуваних під час випробування або експлуатації об'єкта в

цілому. Експериментальний метод є основним для контролю показників надійності. Контроль за даними експлуатаційних спостережень звичайно проводять за допомогою довірчих інтервалів.

При розрахунково-експериментальному методі показники надійності обчислюються за вихідними даними, обумовленими експериментальним методом. Його застосовують, якщо по технічних, економічних або організаційним причинам неможливо або недоцільно застосовувати для цієї мети експериментальний метод контролю.

Контроль відключень електропостачання в повітряних електричних мережах проводиться відповідно до рекомендацій з організації обліку й аналізу відключень у повітряних електричних мережах напругою 0,38-20 кВ [141]. В оперативній документації районних електричних мереж рекомендується вести первинний облік усіх видів відключень: раптових, здійснюваних пристроями релейного захисту й автоматики, і навмисних, виконаних оперативним або ремонтним персоналом.

Під час врахування раптових відключень реєструються відключення:

- повітряних ліній 6-20 кВ і їх ділянок, викликані відключеннями комутаційних апаратів на підстанціях 35 кВ і вище й секціонувальних апаратів на лініях;
- підстанцій 6-20/0,4 кВ і розподільних пунктів 6-20 кВ, у результаті спрацьовування запобіжників або комутаційних апаратів;
- виробничих, сільськогосподарських споживачів при раптових відключеннях повітряних ліній, підстанцій і розподільних пунктів.

У цілому у районних електричних мережах рекомендується зведений аналіз усіх видів відключень ПЛ 6-20 кВ за групами причин раптових відключень ПЛ 6-20 кВ і ушкоджень елементів ПЛ 6-20 кВ.

Облік відключень і аналіз надійності електропостачання проводяться з метою інформаційного забезпечення енергопідприємств для виконання розрахунків фактичних значень показників надійності й потреби електромережевих підрозділів у трудових, матеріальних і фінансових ресурсах

для виробництва ремонтно-експлуатаційних робіт, а також планування заходів щодо підвищення надійності електричних мереж.

В умовах проектування й експлуатації електричних мереж повинен проводитися ретельний облік і аналіз економічних показників електричних мереж і пошук шляхів їх поліпшення. Вартість втрат енергії може становити помітну величину в собівартості передачі електроенергії. Тому в умовах експлуатації питання зниження технологічної витрати й втрат потужності в розподільній мережі є одними з найбільш важливих. Питання зниження втрат потужності й енергії в мережі контролюються й аналізуються в таких напрямках:

- підвищення економічності роботи неоднорідних замкнених електричних мереж;
- регулювання напруги в електричних мережах;
- вибір оптимального режиму роботи трансформаторів;
- заміна трансформаторів в електричних мережах при їхньому значному недовантаженні;
- заміна проводів ліній електропередач на найбільш завантажених ділянках електричної мережі;
- переведення діючої електричної мережі на підвищену напругу.

Особливості електроенергетичної системи, зумовлені властивостями електричної енергії, вимагають не лише контролю параметрів функціонування електричних мереж під час розв'язання задачі забезпечення необхідного рівня якості електропостачання, але й, на основі оцінювання рівні функціональної готовності, розробляти заходи з подальшого підвищення надійності, економічності та якості електричної енергії.

1.4. Математичне моделювання інтегрального показника якості функціонування

Застосування математичного апарату кваліметрії дозволяє визначити множину параметрів, вплив на які може забезпечити необхідний рівень якості

електропостачання. Однак багатовекторність отриманого результату ускладнює розробку узагальнених рішень, стратегії розвитку мереж особливо коли мова йде про розбудову ВДЕ. Тому доцільним є розроблення теорії оцінювання інтегрального показника якості функціонування електричних мереж з ВДЕ, що дозволить перейти від векторної задачі оцінювання функціональної готовності забезпечити необхідний рівень електропостачання до скалярної.

Електрична мережа як «складний» об'єкт складається з різних елементів – трансформаторних підстанцій, кабельних і повітряних ліній електропередач, тощо. Якість функціонування такого «складного» об'єкта залежить від надійності кожного елемента мережі й структурних зв'язків між ними. Певна функціональна надлишковість у структурі електричних мереж, розподільних зокрема, призводить до того, що поява відмови окремих елементів або незначна зміна тих чи інших робочих параметрів можуть призвести не до повної відмови системи електропостачання, а лише до певного погіршення якості функціонування й зниження ефективності її в цілому. Тому для оцінювання якості функціонування електричної мережі доцільним є введення кількісного показника, який враховував би вплив таких відмов.

З плином часу електричні мережі переходять із стану в стан через зміну стану елементів, з яких вони складається (відмови елементів, їх відновлення, різні зовнішні впливи, тощо). Кожен конкретний стан системи може бути охарактеризований певним умовним показником якості функціонування. Цей показник характеризує результат виконання функцій мережею, яка перебуває саме в цьому стані [117].

Якщо позначити через p_i імовірність того, що система в момент часу t перебуває в i -му стані, а через Φ_i – коефіцієнт цього стану (умовний показник якості функціонування системи в i -му стані), то показник якості функціонування системи може бути визначений за формулою [15, 36]

$$E = \sum_{i=m} (p_i \Phi_i), \quad (1.4)$$

де додавання виконується за робочими станами системи.

1.4.1. Використання теорії подібності і марковських процесів для моделювання функціонування електричних мереж

Методи, побудовані на теорії марковських процесів, надають можливість отримати нескладні математичні моделі. Це досягається завдяки основному припущенню – процес є марковським, якщо для кожного моменту часу імовірність будь-якого стану системи в майбутньому залежить тільки від стану, в якому система знаходиться зараз, і не залежить від того, яким чином система потрапила в цей стан [124]. Припущення, які ставляться під час побудови моделей, не ведуть до значних похибок, а тому є прийнятними для розв'язання практичних задач в таких динамічних системах як електроенергетична. За допомогою методів теорії марковських процесів можна моделювати лише період нормального режиму роботи елементів електричної мережі (ділянка 2 рис. 1.10) [16].

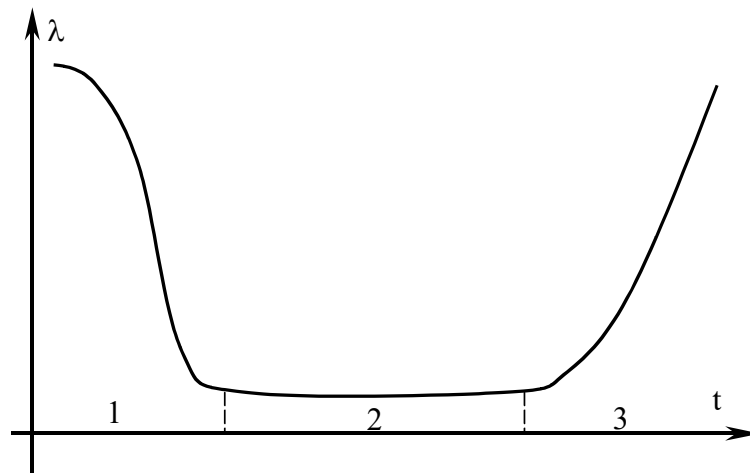


Рис. 1.10. Залежність інтенсивності відмов від часу експлуатації

Період нормальної роботи ЕМ можна розбити на окремі стани. Ці стани є робочими, але параметри системи можуть погіршуватися від стану до стану, наближаючись до повної відмови. Поетапне відновлення також переводить систему керування зі стану в стан, але в зворотному напрямку. Якщо прийняти, що зміна станів підпадає під експоненціальний закон розподілу, то виконується головний принцип теорії марковських процесів – зміна станів відбувається без

післядії. Інформацію для визначення таких станів дозволяють отримати сучасні системи діагностики. Визначення проміжних станів дозволяє оцінити готовність елементів електричної мережі в довільний момент її експлуатації. Це дозволяє визначити рівень надійності ЕМ і надати рекомендації ремонтному персоналу для побудови стратегії етапів відновлення.

Отже, для динамічних систем подібних до електричної, можливе використання теорії марковських процесів, якщо прийняти припущення: відсутність післядії та вибір станів, в яких виконується експоненціальний закон розподілу випадкової величини; відмови елементів системи не залежні; відновлена система має такі ж характеристики, як і нова; інтенсивність відмов та інтенсивність відновлень постійна [16].

Поєднання принципів теорії марковських процесів та теорії подібності дозволить побудувати математичні моделі, які поєднують імовірнісний підхід під час визначення якості функціонування електричних мереж і зміну характеристик в процесі їх функціонування [88].

Для опису процесу функціонування розподільної мережі використаємо теорію марковських процесів. Принципове допущення, зроблене під час моделювання – це експоненційний закон розподілу виникнення подій, пов'язаних з відмовами та відновленнями елементів системи електропостачання. Є відомості [16, 129], які свідчать про більш складний характер закону розподілу часу виникнення відмов і часу відновлень, ніж експоненційний, однак використання саме експоненційного розподілу під час розрахунку ймовірності безвідмовної роботи цих елементів можна вважати загальноприйнятим. Пояснити це можна тим, що:

- поки немає єдиного погляду щодо дійсного закону розподілу часу відмов та відновлень;

- застосування експоненційного закону розподілу часу між відмовами призводить до похибок у сторону певного заниження розрахункової ймовірності безвідмовної роботи порівняно з фактичною, тобто не може бути причиною створення ненадійної системи;

– існують праці, наприклад [157], у яких розглянуті системи, які мають елементи, час відмов і відновлень яких є комбінацією експоненційного, вейбулівського і нормально-логічного розподілу, і де показано, що на досить значному проміжку часу ці системи поведуться так, ніби всі їх елементи мали експоненційний розподіл часу відмов та відновлень.

Процес функціонування можна зобразити у вигляді графа (рис. 1.11), за яким можна скласти систему диференціальних рівнянь Колмогорова [67, 124]. Взявши до уваги допущення про неврахування динаміки перехідних процесів між окремими станами $\left(\frac{dp_i}{dt} = 0\right)$, система диференціальних рівнянь матиме вид:

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i=1}^{m+1} v_{ji} p_i &= 0, \quad j = \overline{2, n} \\ \sum_{i=1}^{m+1} p_i &= 1, \end{aligned} \right\}, \quad (1.5)$$

де p_i – вектор ймовірностей станів досліджуваної системи; v_{ji} – елементи матриці V , яка є матрицею інтенсивностей переходів з одного стану в інший; $m + 1$ – кількість можливих станів досліджуваної системи; m – кількість робочих станів; n – кількість напрямків зміни станів, що виходять з робочого стану 1 (див. рис. 1.11).

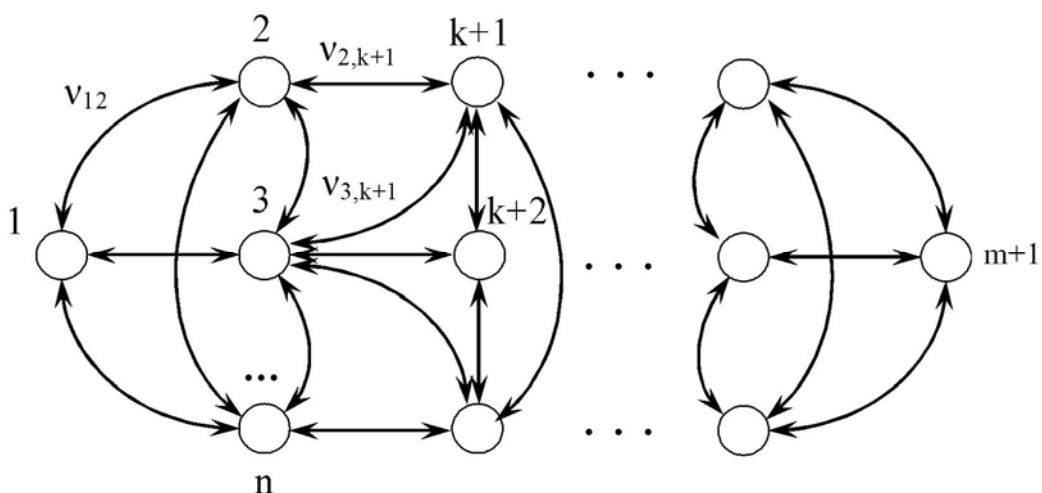


Рис. 1.11. Граф зміни станів системи

Для визначення ймовірностей робочих станів і оцінки якості

функціонування досліджуваної системи необхідно розв'язати алгебраїчну систему рівнянь (1.5), яка в більш загальному вигляді записується

$$\mathbf{v} \cdot \mathbf{p} = \mathbf{b}. \quad (1.6)$$

У критеріальному програмуванні систему рівнянь ортогональності та нормування можна записати [12]

$$\mathbf{a} \cdot \boldsymbol{\pi} = \mathbf{b}, \quad (1.7)$$

де \mathbf{a} – матриця показників степеня; $\boldsymbol{\pi}$ – вектор критеріїв подібності; \mathbf{b} – вектор правих частин.

Якщо скористатись інтерполяційним багаточленом [147], то матрицю \mathbf{a} системи рівнянь ортогональності (1.6) критеріального програмування і матрицю переходів \mathbf{V} системи рівнянь (1.7) можна привести до матричного багаточлена. Використаємо для цього експоненційну функцію $f(z) = e^{zt}$. Якщо мінімальний багаточлен (у даному випадку це характеристичний багаточлен $\Delta(z)$) складається тільки з лінійних множників $(z - z_k)$, то достатньо визначити функцію $f(z)$ в характеристичних точках z_1, z_2, \dots, z_{m+1} . При цьому система рівнянь для коефіцієнтів інтерполяційного багаточлену має вигляд [64]:

$$f(z_k) = a_0 + a_1 z_k + \dots + a_m z_k^m, \quad (1.8)$$

або в матричній формі

$$\begin{bmatrix} f(z_1) \\ f(z_2) \\ \dots \\ f(z_{m+1}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & z_1 & z_1^2 & \dots & z_1^m \\ 1 & z_2 & z_2^2 & \dots & z_2^m \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & z_{m+1} & z_{m+1}^2 & \dots & z_{m+1}^m \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ \dots \\ a_m \end{bmatrix}.$$

Розв'язавши цю систему відносно a_0, a_1, \dots, a_m , отримаємо

$$f(A) = \sum_{i=0}^m a_i A^i.$$

Отже, в загальному вигляді матриця \mathbf{a} матиме багаточлен виду:

$$f(\mathbf{a}) = \sum_{i=0}^m a_i \mathbf{a}^i. \quad (1.9)$$

А матриця \mathbf{V} :

$$f(\mathbf{v}) = \sum_{i=0}^m a_i \mathbf{v}^i. \quad (1.10)$$

Зробивши таке перетворення, можна використовувати всі властивості скалярних багаточленів, в тому числі й наслідки теорем теорії подібності.

Відомо [123], що для встановлення подібності між оригіналом і моделлю замість умов

$$\pi_i = \frac{a \prod_{j=1}^n u_j^{\alpha_{ji}}}{f} = idem, \quad (1.11)$$

можуть використовуватися рівнозначні їм вирази

$$\mu_i = \frac{\mu_{a_i} \prod_{j=1}^n \mu_{u_j}^{\alpha_{ji}}}{\mu_f} = 1, \quad (1.12)$$

де π_i – критерії подібності, визначені способом інтегральних аналогів; μ_i – індикатори подібності, які визначаються масштабами відповідних коефіцієнтів та параметрів моделі.

Використавши ці умови, можна довести подібність матричних багаточленів і відповідних їм матриць.

Для матричних багаточленів (1.9) та (1.10) умову (1.12) можна записати:

$$\frac{\mu_{a_1}}{\mu_f} = 1; \quad \frac{\mu_{a_2} \mu_{a/v}}{\mu_f} = 1; \quad \frac{\mu_{a_3} \mu_{a/v}}{\mu_f} = 1 \text{ і т. д.},$$

$$\text{де } \mu_{a_i} = \frac{a_{ia}}{a_{iv}}; \quad \mu_{a/v} = a \cdot \mathbf{v}^{-1}; \quad \mu_f = \frac{e^{|\mathbf{a}|t}}{e^{|\mathbf{v}|t}}.$$

Згідно з матричними перетвореннями [147] еквівалентне перетворення можна розглядати як переходи до нових координатних базисів для вектора \mathbf{x} та \mathbf{y} , тобто $\mathbf{x}' = \mathbf{Q}^{-1}\mathbf{x}$ і $\mathbf{y}' = \mathbf{P}\mathbf{y}$. Тобто, перетворення $\tilde{\mathbf{A}} = \mathbf{P}\mathbf{A}\mathbf{Q}$ відповідає незалежним перетворенням координат, які визначаються матрицями \mathbf{Q}^{-1} та \mathbf{P} (неособливі квадратні матриці).

Якщо вектори \mathbf{x} та \mathbf{y} перетворюються до одного координатного базису, то можна записати $\mathbf{P} = \mathbf{Q}^{-1}$. Тобто, переходимо до перетворення подібності

$\tilde{\mathbf{A}} = \mathbf{Q}^{-1}\mathbf{A}\mathbf{Q}$. Важливою властивістю перетворення подібності є те, що визначник матриці інваріантний відносно цього перетворення:

$$\det \tilde{\mathbf{A}} = \det \mathbf{A}.$$

Отже, таке перетворення не змінює власних значень матриці, тому можна записати

$$\det [\mathbf{zE} - \tilde{\mathbf{A}}] = \det [\mathbf{zE} - \mathbf{A}].$$

Результат розв'язку системи рівнянь (1.8) для матриць $\tilde{\mathbf{A}}$ і \mathbf{A} буде однаковим.

У ролі перетворювальної матриці \mathbf{Q} виступає модальна матриця \mathbf{H} [147], тобто $\tilde{\mathbf{A}} = \mathbf{H}^{-1}\mathbf{A}\mathbf{H}$. Вона може бути визначена як сукупність стовпців $\mathbf{h}^{(i)}$, які є розв'язком однорідних рівнянь:

$$(\mathbf{zE} - \mathbf{A})\mathbf{h}^{(i)} = 0 \quad i = \overline{1, n}, \quad (1.13)$$

де n – ранг матриці \mathbf{A} .

За побудовою матриць \mathbf{U} та \mathbf{V} можна відшукати таку матрицю \mathbf{H} , яка задовольняла б систему однорідних рівнянь (1.13). Отже, $\mu_{a_i} = \frac{a_{ia}}{a_{iv}}$; $\mu_{a/v} = a \cdot v^{-1}$;

$\mu_f = \frac{e^{|a|t}}{e^{|v|t}}$, а тому виконуються умови (1.12), які підтверджують подібність

матриць ортогональності критеріального програмування та переходів системи рівнянь Колмогорова.

Подібність моделювання марковських процесів та критеріального моделювання дозволяє застосувати до системи рівнянь (1.6) принципи критеріального програмування [12]. У результаті можна отримати функцію, що є прямою задачею критеріального програмування [63], за якою можна оцінювати якість функціонування розподільної мережі. У критеріальній формі вона матиме вигляд [12, 91]:

$$f(x_*) = \sum_{i=1}^m p_i \prod_{j=1}^n x_{*j}^{v_{ij}}. \quad (1.14)$$

де p_i – критерій подібності, який у даному випадку є ймовірністю перебування

системи в стані i ; $\prod_{j=1}^n x_{*j}^{v_{ij}}$ – показник якості функціонування стану i ; x_{*j} – незалежні параметри, що характеризують основні властивості системи у відповідних станах.

За базове значення приймається якість функціонування «ідеальної» електричної мережі, яка забезпечує абсолютно надійне електропостачання з максимальною якістю електричної енергії та економічністю.

Матеріали, викладені вище, дозволяють розширити застосування результатів попередніх робіт автора [63] для використання під час оцінювання якості функціонування електричних мереж.

Для прикладу розглянемо випадок двоколової лінії електропередавання (ЛЕП). На рис. 1.12, а показано граф її можливих станів. Стани 1 – 3 є робочими станами, стан 4 – повна відмова. Стани 2 і 3 характеризуються зниженим рівнем функціональної готовності внаслідок відмови відповідно ліній Л1 та Л2 (див. рис. 1.12, б).

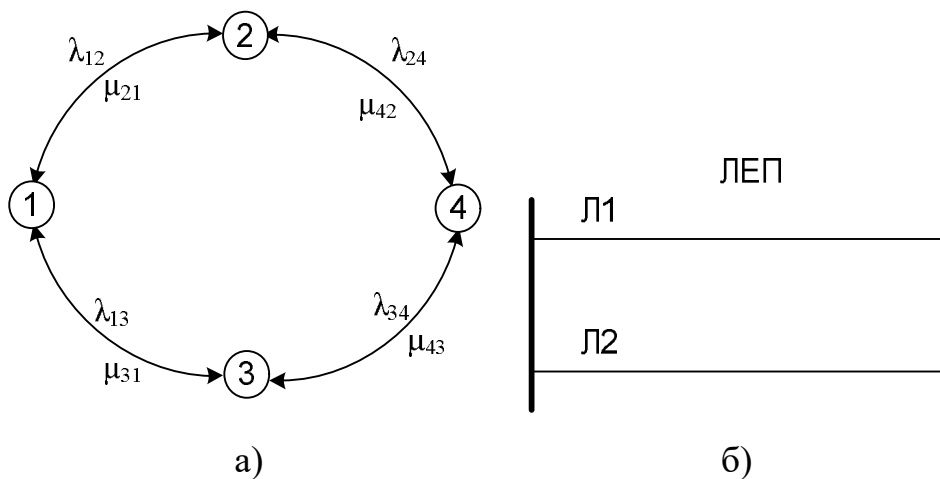


Рис. 1.12. Граф станів а) двоколової лінії електропередавання б)

Відповідно графу станів, показаному на рис. 1.12,а матриця інтенсивностей переходів \mathbf{V} буде мати вигляд:

$$\mathbf{v} = \begin{vmatrix} -(\lambda_{12} + \lambda_{13}) & \mu_{21} & \mu_{31} & 0 \\ \lambda_{12} & -(\lambda_{24} + \lambda_{21}) & 0 & \mu_{42} \\ \lambda_{13} & 0 & -(\lambda_{34} + \lambda_{31}) & \mu_{43} \\ 0 & \lambda_{24} & \lambda_{34} & -(\mu_{42} + \mu_{43}) \end{vmatrix}.$$

За сформованою для цієї матриці системою рівнянь (1.5) можна відшукати вектор ймовірностей станів \mathbf{p} . При цьому критеріальна модель (1.14) буде мати вигляд [104]:

$$\begin{aligned} f(x) &= p_1 x_1^{-(\lambda_{12} + \lambda_{13})} x_2^{\lambda_{12}} x_3^{\lambda_{13}} + p_2 x_1^{\mu_{21}} x_2^{-(\lambda_{24} + \mu_{21})} x_3^0 + p_3 x_1^{\mu_{31}} x_2^0 x_3^{-(\lambda_{34} + \mu_{31})} = \\ &= p_1 \left(\frac{x_1}{x_2} \right)^{-\lambda_{12}} \left(\frac{x_1}{x_3} \right)^{-\lambda_{13}} + p_2 \left(\frac{x_2}{x_1} \right)^{-\mu_{21}} x_2^{-\lambda_{24}} + p_3 \left(\frac{x_3}{x_1} \right)^{-\mu_{31}} x_3^{-\lambda_{34}}. \end{aligned}$$

Виконаємо логарифмування і потенціювання складових, що характеризують кожен зі станів.

$$\left. \begin{aligned} \left(\frac{x_1}{x_2} \right)^{-\lambda_{12}} \left(\frac{x_1}{x_3} \right)^{-\lambda_{13}} &= e^{-\lambda_{12} \cdot (\ln(x_1) - \ln(x_2))} \cdot e^{-\lambda_{13} \cdot (\ln(x_1) - \ln(x_3))} \\ \left(\frac{x_2}{x_1} \right)^{-\mu_{21}} x_2^{-\lambda_{24}} &= e^{-\mu_{21} \cdot (\ln(x_2) - \ln(x_1))} \cdot e^{-\lambda_{24} \cdot \ln(x_2)} \\ \left(\frac{x_3}{x_1} \right)^{-\mu_{31}} x_3^{-\lambda_{34}} &= e^{-\mu_{31} \cdot (\ln(x_3) - \ln(x_1))} \cdot e^{-\lambda_{34} \cdot \ln(x_3)} \end{aligned} \right\} \quad (1.15).$$

Виходячи з того, що натуральний логарифм можна розцінювати як час, необхідний для досягнення змінною певного значення [143] рівняння (1.15) перепишемо:

$$\left. \begin{aligned} e^{-\lambda_{12}(t_1 - t_2)} \cdot e^{-\lambda_{13}(t_1 - t_3)} &= P_{11} \cdot P_{12} \\ e^{-\mu_{21}(t_2 - t_1)} \cdot e^{-\lambda_{24} t_2} &= P_{21} \cdot P_{22} \\ e^{-\mu_{31}(t_3 - t_1)} \cdot e^{-\lambda_{34} t_3} &= P_{31} \cdot P_{32} \end{aligned} \right\} \quad (1.16),$$

де P – імовірності досягнення відповідних значень визначеними параметрами якості функціонування електричної мережі.

З врахуванням цього математична модель якості функціонування електричної мережі буде визначатись за виразом:

$$E = p_1 P_{11} P_{12} + p_2 P_{21} P_{22} + p_3 P_{31} P_{32} = \sum_{i=m} p_i \prod_{j=n} P_{ij}. \quad (1.17)$$

де p_i – імовірність робочого стану; P_{ij} – імовірність забезпечення нормативного значення параметром j в стані i .

1.4.2. Перевірка допущення щодо експоненціального закону розподілу часу виникнення відмов і часу відновлень для прикладу РЕМ

Для використання теорії марковських процесів необхідно виконання експоненціального закону розподілу часу виникнення відмов і часу відновлень. Виконаємо аналіз статистичних даних диспетчерського пункту районних електричних мереж. Відповідно до журналу реєстрації виклику ремонтних бригад та відновлення функціонування були сформовані таблиці даних (див. Додаток А). Для того, щоб класифікувати тривалості безвідмовної роботи й ремонтів, необхідно побудувати гістограми. Найпростіше такі розрахунки провести в оболонці Excel. Результати розрахунків наведені в таблиці 1.4.

Гістограма являє собою набір ймовірностей того, що реальна тривалість безвідмовної роботи розподільної мережі виявиться менше 80 годин (0,395), від 80 до 160 годин (0,233) і т.д.

Кожна ймовірність обчислюється як відносне число емпіричних точок, що попадають на заданий інтервал шириною δ , у розглянутому конкретному випадку дорівнює 80 годин. Для відновлень розрахунки аналогічні з обраною дискретністю за часом в $\delta = 2,5$ години.

Аналіз результатів обчислень показав, що ряди отриманих ймовірностей близькі до геометричних прогресій.

Методом найменших квадратів для кожного з варіантів розрахунків підібрана така геометрична прогресія, щоб мінімізувати розбіжності між емпіричними і теоретичними кривими.

Таблиця 1.4. Результати обчислень гістограм тривалостей за експериментальним даними

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	
1	Момент відмови (год)	Момент відновлення (год)	Тривалість роботи без відмови	Тривалість ремонту		Показник	Час (год)	Гістограма тривалості роботи	Геометрична прогресія $q=0,60$	Квадратичне відхилення		Показник	Час(год.)	Гістограма тривалості ремонтів	Геометрична прогресія $q=0,27$	Квадратичне відхилення
2	to	tv	TAУр	TAУв		0.600649	80	0.395349	0.399351	1.6E-05	0.272722	2.5	0.697674	0.727278		0.000876
3	0	0				0.399351	160	0.232558	0.23987	5.35E-05	0.727278	5	0.139535	0.198345		0.003459
4	337.97	339.5	337.97	1.53			240	0.139535	0.144078	2.06E-05		7.5	0.023256	0.054093		0.000951
5	448.17	448.58	108.67	0.41			320	0.093023	0.08654	4.2E-05		10	0.046512	0.014752		0.001009
6	1346.8	1348.1	898.22	1.3			400	0.023256	0.05198	0.000825		12.5	0.046512	0.004023		0.001805
7	1521.5	1525.33	173.4	3.83			480	0.023256	0.031222	6.35E-05		15	0.001	0.001097		9.46E-09
8	1554.33	1554.67	29	0.34			560	0.023256	0.018753	2.03E-05		17.5	0.046512	0.000299		0.002136
9	1697.83	1700.58	143.16	2.75			640	0.001	0.011264	0.000105		20	0.001	8.16E-05		8.43E-07
10	1946.75	1947.67	246.17	0.92			720	0.001	0.006766	3.32E-05		22.5	0.001	2.23E-05		9.56E-07
11	2058.67	2059.67	111	1			800	0.001	0.004064	9.39E-06		25	0.001	6.07E-06		9.88E-07
12	2062.58	2064.58	2.91	2			880	0.069767	0.002441	0.004533		27.5	0.001	1.66E-06		9.97E-07
13	2291.97	2292.98	227.39	1.01												
14	2362.67	2364	69.69	1.33												
15	2364.5	2364.9	0.5	0.4												
16	2489.42	2490.42	124.52	1												
17	2606.33	2609	115.91	2.67												
18	2885.43	2886.47	276.43	1.04												
									Сума	0.005722				Сума		0.010239
	ПІДБІР ПАРАМЕТРІВ (ПОКАЗНИКІВ) МЕТОДОМ НАЙМЕНЬШИХ КВАДРАТІВ															
						СТАРТ_1										



Рис. 1.13. Результати обробки експерименту (темні точки) і теоретичні залежності числа періодів безвідмовної роботи від їхньої величини

Знайдені показники геометричної прогресії дорівнюють $q=0,60$ для часу безвідмовної роботи (при розмірі інтервалу 80 годин) і $q=0,27$ для часу ремонту (відновлення) мережі при розмірі інтервалу 2,5 години.

Результати розрахунків гістограм і їх порівняння зі стандартними

геометричними розподілами представлені на рисунку 1.13 для періодів безвідмовної роботи й на рисунку 1.14 для тривалостей відновлення.

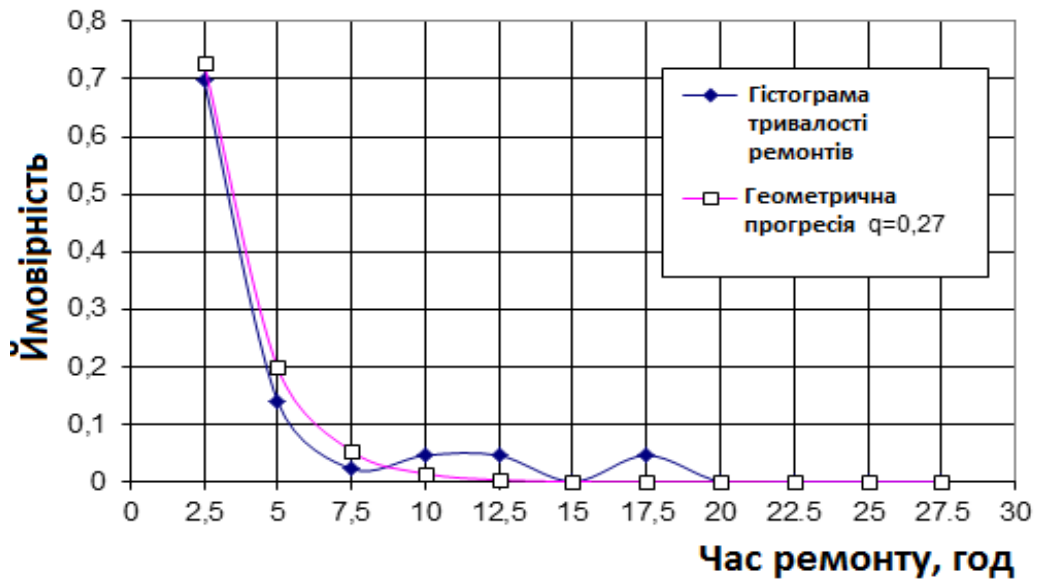


Рис. 1.14. Результати обробки експерименту (темні точки) і теоретичні залежності числа періодів відновлень від величини цих періодів

Розрахувавши показники прогресій, що представляють геометричні розподіли і зважаючи на те, що реальний час змінюється безперервно, побудуємо необхідне узагальнення, розрахувавши параметри відповідних безперервних (експонентних) розподілів [158].

Якщо використовувати для опису функції ймовірності дискретного геометричного розподілу формулу

$$p(k, q) = q^k \cdot p_0, \quad (1.18)$$

де k – номер інтервалу (тривалостей безвідмовної роботи від 0 до 80 годин, від 80 до 160 годин і т.д.); q – знайдений з експерименту показник геометричної прогресії; p_0 – множник, що нормує, рівний $1 - q$; тоді параметр (відповідного експонентного розподілу із щільністю

$$f(t) = \lambda \cdot e^{-\lambda t}, \quad (1.19)$$

обчислюється як

$$\lambda = -\frac{1}{\delta} \cdot \ln(q), \quad (1.20)$$

де δ – ширина інтервалів, у які збиралися експериментальні тривалості.

Формулу (1.20) можна одержати, розрахувавши інтеграли S_k від щільності експонентного розподілу $f(t)$ на відрізках від $t=0$ до $t=\delta$ ($k=0$), від $t=2\delta$ до $t=3\delta$ ($k=1$), від $t=3\delta$ до $t=4\delta$ ($k=2$) і т.д.

Результат має вигляд

$$\begin{aligned} S_0 &= \int_0^{\delta} \lambda \cdot e^{-\lambda t} dt = 1 - e^{-\lambda\delta}; \\ S_1 &= \int_0^{2\delta} \lambda \cdot e^{-\lambda t} dt = (1 - e^{-\lambda\delta}) \cdot e^{-\lambda\delta} = S_0 \cdot e^{-\lambda\delta}; \\ S_2 &= \int_0^{3\delta} \lambda \cdot e^{-\lambda t} dt = (1 - e^{-\lambda\delta}) \cdot e^{-2\lambda\delta} = S_1 \cdot e^{-\lambda\delta}, \end{aligned} \quad (1.21)$$

і т.д. Видно, що площі S_k під кривою $f(t)$ (площа S_0 на рис. 1.15 заштрихована) утворюють геометричну прогресію, сума всіх площ S_k від $k=0$ до $k \rightarrow \infty$ рівна 1, а значить набір величин S_k може бути ототожнений з функцією ймовірності $p(k, q)$ з параметрами

$$q = e^{-\lambda\delta}; \quad p_0 = 1 - q. \quad (1.22)$$

У теорії надійності [158] при обробці експериментальних даних, обсяг яких завжди обмежений, на першому етапі для деякого інтервалу осереднення δ знаходять дискретну функцію ймовірності $p(k, q)$, після чого переходять до безперервного часу й обчислюють параметри функції $f(t)$, використовуючи вираз (1.20), який слідує з (1.22).

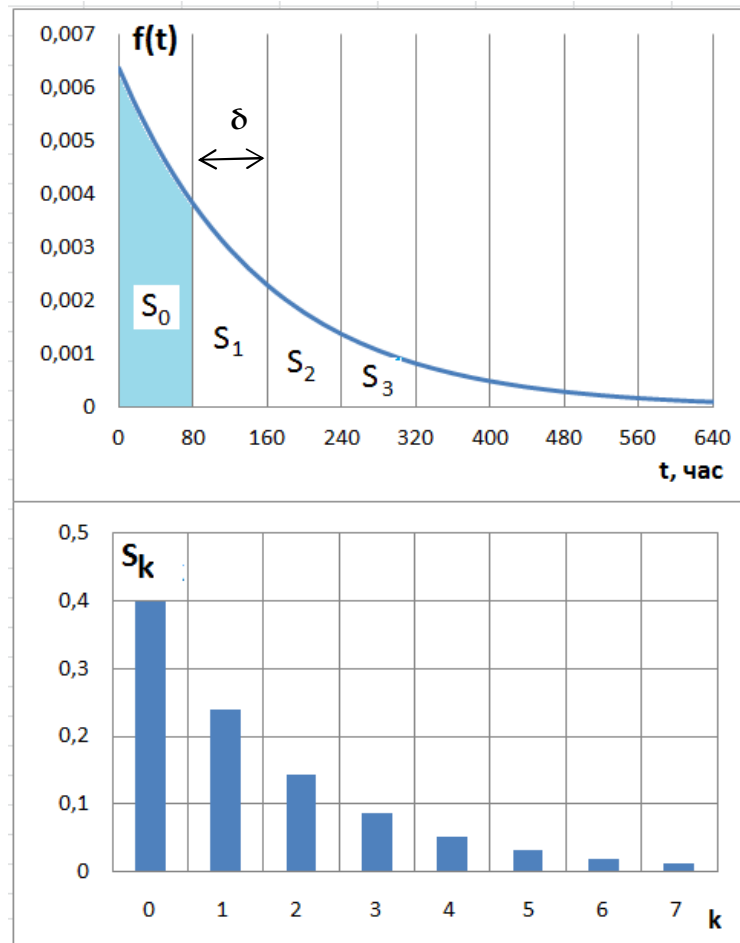


Рис. 1.15. Експонентна густина розподілу відмов $f(t)$ і відповідний дискретний геометричний розподіл

За допомогою критерію χ^2 ймовірність несуперечності гіпотези про те, що експеримент описується знайденою експонентною залежністю, дорівнює 88%.

Висновки до розділу 1

1. Сучасний стан електрифікації виробництва та побуту вимагає підвищення вимог до надійного електропостачання якісною електричною енергією. Це зумовило закладання вимог якісного електропостачання на законодавчому рівні. В Законі України про ринок електричної енергії визначено поняття якості електропостачання з переліком характеристик, які його визначають.

Значне недофінансування електричних мереж, яке відбувається протягом

останніх років, зумовило низький рівень їх готовності забезпечувати якісне електропостачання. Ця ситуація ускладнюється інтенсивною і невпорядкованою розбудовою відновлюваних джерел енергії, які через залежності режиму їх генерування від природних умов, можуть погіршувати економічність роботи електричних мереж.

2. В роботі проведено оцінювання засобами кваліметрії функціональної готовності електричних мереж та підтверджено визначальну її роль під час забезпечення якості електропостачання. Однак, внаслідок методологічних особливостей кваліметрії, застосування цього підходу в електроенергетиці пов'язане з рядом труднощів, що унеможливує розв'язання задач однозначного оцінювання щодо забезпечення якісного електропостачання. Тому доцільним є розроблення методу оцінювання рівня функціональної готовності електричних мереж.

3. Функціональну готовність електричної мережі можна оцінити за інтегральним показником якості функціонування, що залежить від її надійності, економічності і якості електричної енергії в ній. Оскільки якість функціонування є векторною, то задача її оцінювання є достатньо складною. Тому доцільним є розроблення методу, який би дозволив визначати інтегральний показник. Для цього показано можливість застосування попередніх робіт автора щодо розроблення методів оцінювання інтегральних показників, які ґрунтуються на поєднанні теорії марковських процесів та теорії подібності. Показано можливість застосування такого підходу для оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії.

4. Доцільним є виконання оцінювання якості функціонування електричних мереж шляхом порівняння реальної мережі з «ідеальною», оскільки в цьому випадку різних варіантів систем передачі та розподілу електроенергії можна виконувати без визначення техніко-економічних показників. Тому необхідно розробити теоретичні засади оцінювання «ідеальної» мережі для отримання загальної методології оцінювання складових інтегрального показника якості функціонування.

РОЗДІЛ 2

МОДЕЛЮВАННЯ СКЛАДОВИХ ІНТЕГРАЛЬНОГО ПОКАЗНИКА ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Врахування значної кількості характеристик ЕМ для оцінювання її якості зумовлює доцільність у визначенні інтегрального показника. Як зазначалось в [81] загальні вимоги, яким має відповідати такий показник є: відображення об'єктивної реальності; оцінка ефективності, якості та оптимальності; можливість фізичного та абстрактного тлумачення; можливість обчислення, з використанням ЕОМ; нормування і відображення «крайніх» станів системи з урахуванням потенційно та реально можливих; повинен бути до певної міри узагальнюючим (характеризувати окремі підсистеми і системи в цілому в усіх життєвих циклах); повинен легко розкладатись на часткові показники та об'єднуватись в узагальнені; повинен мати теоретичну основу і дозволяти розробляти нову теорію або розвивати стару; володіти евристичністю, дозволяти приймати рішення на підставі досвіду та інтуїції тощо.

До властивостей технічної системи, які визначають її якість функціонування, найбільш часто відносять [15, 134, 139] надійність, економічність і безпечність, а при певних вимогах до системи – живучість. Основною задачею електричної мережі є забезпечення надійного постачання якісною електроенергією споживачів, які під'єднанні до неї [18]. Тому основні характеристики, які повинен об'єднувати інтегральний показник якості функціонування, є надійність, якість електричної енергії та економічність роботи ЕМ (рис. 2.1).

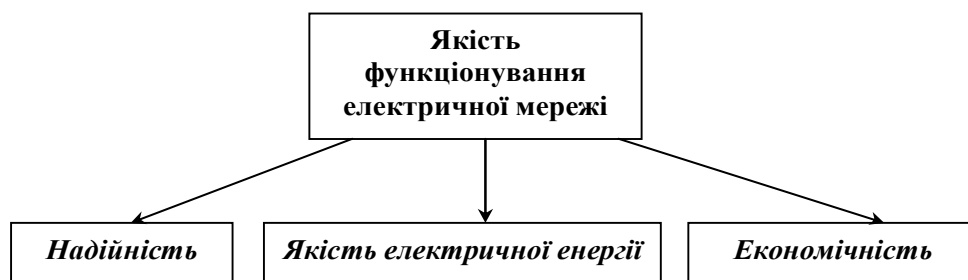


Рис. 2.1. Властивості, які визначають якість функціонування ЕМ

2.1. Математичне моделювання структурної та балансової надійності в задачі оцінювання якості функціонування електричних мереж

2.1.1. Загальні положення оцінювання структурної та балансової надійності в електричних мережах

Важливим методичним аспектом під час вивчення якості функціонування електричної мережі є виділення ієрархічних рівнів розгляду. Розрізняють такі ієрархічні рівні (див. рис. 2.2).



Рис. 2.2. Ієрархічні рівні електричної мережі

Нижній рівень – обладнання, апаратура та конструкції. Він включає в себе електромережеве силове обладнання, комутаційну апаратуру, елементи і конструкції ліній електропередачі і електропідстанцій, апаратуру систем автоматики, релейного захисту і управління. Все перераховане відноситься до заводських виробів, як правило, серійного випуску.

Середній рівень – електромережеві об'єкти, фрагменти і вузли електричної мережі. До цього рівня відносяться більшість типових технічних рішень, які можуть повторюватися під час проектування ліній електропередачі, вузлів електропідстанцій (збірних шин, систем власних потреб, трансформаторного блоку і іншого), зовнішнього електропостачання виділеного вузла навантаження, комплексу релейного захисту та автоматики та іншого.

Верхній рівень – електрична мережа в цілому.

Важливим методичним аспектом, що визначає підхід до оцінки надійності електричної мережі, є те, що технологічні порушення і пов'язані з ними відмови утворюють в часі потік подій. Залежно від визначених ієрархічних рівнів розгляду поняття надійності та її показники можуть відрізнятися. Так, на нижньому рівні (рис. 2.2) згідно [27, 145] під надійністю розуміється властивість об'єкта зберігати в часі у встановлених межах значення всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати необхідні функції в заданих режимах і умовах застосування, технічного обслуговування, зберігання і транспортування.

На середньому ієрархічному рівні розглядаються об'єкти, що містять у своїй структурі декілька одиниць обладнання, апаратури і конструкцій (елементів попереднього ієрархічного рівня), які з'єднані певним чином (послідовне, паралельне або змішане з'єднання). Отримані таким чином технічні утворення (об'єкти) нерідко виступають в якості типових технічних рішень. Використовувані оцінки надійності роботи об'єктів на даному ієрархічному рівні мають деякі відмінності в порівнянні з попереднім рівнем. Так, надійність визначається як властивість об'єкта виконувати передбачені при його створенні функції за певних умов експлуатації.

Основним завданням електричної мережі є забезпечення надійного постачання електричної енергії споживачам, приєднаних до мережі. Тому надійність електричної мережі визначається як властивість мережі забезпечити необхідний технологічний зв'язок між генерувальними джерелами (внутрішніми і зовнішніми) і вузлами споживання енергії для виконання договірних зобов'язань мережі з надійного електропостачання споживачів. Враховуючи інтегральність поняття «надійність» доцільним є розгляд не лише ієрархічних рівнів електричної мережі, але й розбиття поняття на складові: структурна та балансова надійність.

Структурна надійність (CH). Надійність структурна – це результуюча

надійність електричної мережі для заданої її структури і відомих значеннях надійності всіх елементів, які входять в неї [9]. Під час розрахунку показників структурної надійності вважається, що відмови електропостачання вузла навантаження немає, якщо існує хоча б один шлях, що зв'язує цей вузол з джерелом живлення. Тут приймається допущення про нескінченну пропускну спроможність міжвузлових зв'язків і ігноруються обмеження режимних параметрів. Для оцінювання структурної надійності широкого розповсюдження набув метод простору станів. Перед використанням методу формуються множина станів, в яких може перебувати мережа, і можливі переходи між цими станами. Стан мережі визначається станом кожного її елементу: елемент знаходиться або в робочому стані, або в стані відмови. Якщо змінюється стан хоча б одного елементу, то і мережа, в склад якої він входить, переходить в новий стан. Сукупність всіх можливих станів мережі утворює множину станів.

В теорії про структурну надійність електричних мереж приймається допущення, що процес переходу від одного стану до іншого описується експоненціальним розподілом. Припущення про експоненціальний розподіл подій на інтервалі часу, що передують події яка розглядається, є основою більшості технічних прикладних програм [157]. Однак якщо розглядається тривалий проміжок часу функціонування системи, то модель з постійною інтенсивністю переходів дає задовільні результати і в тих випадках, коли ці розподіли в дійсності не експоненціальні. Крім того, не експоненціальні (наприклад, гама- або нормальний) розподіли можна моделювати штучними структурами з експоненціальними розподілами переходів [16, 170].

Балансова надійність (БН). Надійність балансова – здатність енергосистеми забезпечувати сукупну потребу в електричній потужності та енергії споживачів з урахуванням обмежень у вигляді планових і непланових відключень елементів енергосистеми та обмежень на поставку енергоресурсів [132]. Під час вибору показників, які характеризують балансову надійність (ПБН) електричних мереж з РДЕ, необхідно враховувати прості і очевидні

рекомендації [145, 165]. Їх число повинно бути мінімальним і в той же час достатнім для прийняття рішень з забезпечення необхідного рівня балансової надійності. Необхідно уникати складних ПБН, вони повинні мати простий фізичний зміст і допускати можливість оцінювання значень різними методами. Вибрані ПБН розподільної електричної мережі з ВДЕ повинні бути чутливими до збурень, які призводять до зниження або підвищення її надійності (зміни режиму генерації відновлюваних джерел електричної енергії).

Відповідно до [141] для оцінювання показників надійності електропостачання повинні застосовуватись такі показники:

– показник середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (далі – SAIDI) розраховується за формулою:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \cdot n_i}{n}, \quad (2.1)$$

де t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні, хв.; n_i – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті i -ї довгої перерви в електропостачанні, шт.; k – кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду; i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i=1,2,3,\dots,k$; n – загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.

– показник середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі (далі – SAIFI) розраховується за формулою:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{n}. \quad (2.2)$$

– показник середньої частоти коротких перерв в електропостачанні в системі (далі – MAIFI) розраховується за формулою:

$$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^r n_j}{n}, \quad (2.3)$$

де n_j – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті j -ї короткої перерви в електропостачанні, шт.; r – кількість коротких перерв у електропостачанні протягом звітного періоду; j – номер короткої перерви в електропостачанні, $j=1,2,3,\dots,r$; n – загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.

– розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (далі – ENS) розраховується за формулою:

$$ENS = \sum_{l=1}^6 \sum_{i=1}^k \frac{n_i^{z_l} \cdot t_i \cdot Q^{z_l}}{43800} \text{ (тис. кВт} \cdot \text{год)}, \quad (2.4)$$

де z_1 – ознака рівня напруги та відповідності території (z_1 – 0,4 кВ – міський населений пункт, z_2 – 0,4 кВ – сільський населений пункт, z_3 – 6 – 20 кВ – міський населений пункт, z_4 – 6 – 20 кВ – сільський населений пункт, z_5 – 27,5 – 35 кВ, z_6 – 110/154 кВ); i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i=1,2,3,\dots,k$; $n_i^{z_l}$ – кількість точок продажу електричної енергії, відключених внаслідок i -го довгого переривання з z -ю ознакою рівня напруги та відповідної території, шт.; t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні, хв.; Q^{z_l} – середньомісячне споживання електричної енергії в попередньому році на одну точку продажу електричної енергії з z_l -ю ознакою рівня напруги та відповідної території, тис. кВт·год; 43800 – звітний період часу (середньомісячний за рік), перерахований у хвилини.

Оскільки розглянуті показники визначаються як усереднені, то можливості оцінити вплив ВДЕ на надійність електричних мереж в повній мірі не є можливим. Тому додатково було виконано аналіз вітчизняних і зарубіжних джерел на предмет відшукування показників балансової надійності, що задовольняють рекомендаціям. Відповідно до [51, 84, 166, 176] найбільш повно рекомендаціям відповідають такі ПБН:

– математичне очікування річного недовідпуску електроенергії споживачам $M(\Delta E)$ (за кордоном аналогами є *EUE* – *Expected Unserved Energy*

або *LOEE* – *Loss of Energy Expectation*, МВт·год/рік);

– математичне очікування компенсаційних затрат від ненадійного електропостачання споживачів (для заданих характеристик питомих затрат Y_0) (млн. грн);

– відносне забезпечення споживачів електричної енергії (коефіцієнт забезпечення балансу) $k_{зб} = 1 - \frac{M(\Delta E)}{M(E_n)}$, $M(E_i)$ – математичне очікування попиту на електричну енергію);

– інтегральні імовірності появи дефіциту потужності, найбільш широко використовуються в зарубіжній практиці. До них відносяться:

– *LOLP* (*Loss of Load Probability*) – імовірність втрати навантаження (в.о.)

$$LOLP = \sum_{i=1}^T Q_i \sum_{k=1}^N p_{ik}(\Delta P_{ik}), \quad (2.5)$$

де $Q_i = 1/T$ – імовірність ступені графіка навантаження; P_{ik} – імовірність стану генерувальних потужностей пов'язаних з відмовою агрегатів; $\Delta P_{ik} = P_{Гik} - P_{Нik} < 0$ – дефіцит потужності в розподільних електричних мережах для k -го випадкового стану генерувальних потужностей.

– *LOLE* (*Loss of Load Expectation*) і *LOLH* – тривалість втрати навантаження, відповідно в кількості діб і годин на рік)

$$LOLE = \sum_{i=1}^T Q_i P_{i\text{дiб}} \sum_{k=1}^N p_{ik}(\Delta P_{ik}) \quad \text{або} \quad LOLP = \sum_{i=1}^T Q_i P_{i\text{год}} \sum_{k=1}^N p_{ik}(\Delta P_{ik}), \quad (2.6)$$

де $P_{i\text{дiб}}$, $P_{i\text{год}}$ – тривалість i -го періоду, відповідно діб і годин.

Найбільш цікавими показниками є відносні ПБН, особливо за поставленої в роботі задачі врахування відновлюваних джерел електричної енергії під час оцінювання надійності роботи електричних мереж. Однак такі показники як *LOLP*, *LOLE* та *LOLH*, по-перше, не враховують залежності роботи ВДЕ від природних умов, а, по-друге, не дозволяють характеризувати стабільність цих джерел по відношенню до графіка електроспоживання, оскільки розроблялись

для джерел, режим роботи яких продиктований споживачами електричної енергії. Тому необхідно розробити метод врахування впливу ВДЕ на балансову потужність, як джерел, режим роботи яких залежить від природних умов регіону їх розташування.

2.1.2. Застосування моделі Вейбулл-Маркова для побудови інтегрального показника якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії

Розбудова ВДЕ в електричних мережах додатково ускладнює задачу оцінювання якості функціонування і зокрема складової надійності. Тому доцільним є використання марковських моделей, основною перевагою яких є можливість декомпозиції задачі оцінювання впливу ВДЕ на надійність електропостачання [115]. Забезпечується можливість розгляду процесу функціонування електричної мережі як множини станів, які визначаються її структурними особливостями. Відповідно, в кожному стані можна оцінити показники балансової надійності, на які впливають окремі ВДЕ.

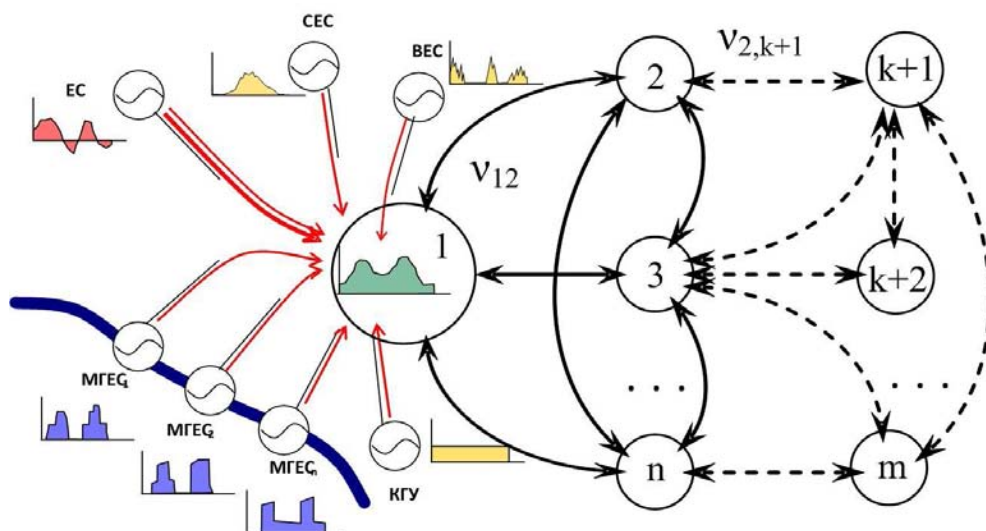


Рис. 2.3. Графічна інтерпретація оцінювання комплексного показника якості функціонування розподільної електричної мережі з розосередженим генеруванням

Використовуючи цей підхід можна виконати декомпозицію задачі

оцінювання надійності ЕМ з відновлюваними джерелами. На першому етапі на основі аналізу структурної надійності електричної мережі необхідно побудувати граф можливих станів (див. рис. 2.3), в яких може перебувати ЕМ в залежності від стану її елементів (робочі/відмовили). На цьому етапі не враховується вплив ВДЕ.

Наступним етапом для кожного робочого стану виконується аналіз балансової надійності та інших складових якості. Відповідно до проведеного аналізу для кожного робочого стану визначається показник якості функціонування мережі в певному стані i .

В задачах визначення надійності електроенергетичних систем набули поширення методи на основі однорідних марковських моделей [16, 158, 172, 181]. Однак, експоненціальний розподіл випадкової події, який є обов'язковою умовою застосування марковських моделей, не завжди виконується, особливо коли мова йдеться про час відновлення або перемикання. Часом ідуть на використання однорідних марковських моделей і у випадках, для яких не виконується експоненціальний розподіл для всього процесу функціонування системи, обґрунтовуючи відсутністю можливості проведення аналітичних обчислень іншими методами. В роботах [184, 185] запропоновано Вейбулл-Марковську модель, яка є напівмарковською. В цій моделі використовується розподіл Вейбулла для всіх випадкових величин, які характеризують процес функціонування. При цьому, за рахунок «попередньої обробки» можна оцінити властивості системи, додавши вклад кожного елементу системи. Імовірності станів обчислюються за вкладеною мережею Маркова. Тобто, запропонована модель містить однорідну марковську модель в якості підмножини і дозволяє працювати з колоколоподібними розподілами.

Модель Вейбулл-Маркова дозволяє уникнути недоліків однорідної марковської моделі при цьому залишає можливість виконання аналітичних обчислень суттєво не ускладнюючи його в порівнянні з однорідною марковською моделлю.

Для однорідної марковської моделі, яка ґрунтується на експоненціальному розподілі густина розподілу визначається за виразом:

$$f_{Tij}(t) = \lambda_{ij} \exp(-\lambda_{ij}t) \quad (2.7)$$

Для систем з кількістю станів понад два загальна густина розподілу буде визначатись як сума інтенсивностей переходів і (2.7) переписеться:

$$f_{Di}(t) = \left(\sum_{j=1}^M \lambda_{ij} \right) \exp\left(- \left(\sum_{j=1}^M \lambda_{ij} \right) t \right) = \lambda_i \exp(-\lambda_i t), \quad (2.8)$$

де M – кількість станів, які мають зв'язок зі станом i .

Імовірність переходу в стан j з врахуванням поточного стану i , для однорідної марковської моделі буде визначатись:

$$P_{r ij} = \lambda_{ij} / \lambda_i. \quad (2.9)$$

Модель Вейбулл-Маркова отримується з однорідної марковської моделі шляхом заміни густини розподілу (2.8) розподілом Вейбулла:

$$f_{Di}(t) = \lambda_i^{\beta_i} \beta_i t^{\beta_i - 1} \exp\left[- (\lambda_i t)^{\beta_i} \right] \quad (2.10)$$

На відміну від експоненціального розподілу для розподілу Вейбула необхідний ще один параметр – коефіцієнт форми β_i . Для значення $\beta_i = 1$ розподіл Вейбулла перетворюється в експоненціальний розподіл. Приклади моделей для системи, яка може перебувати в трьох станах, в формі однорідної марковської та Вейбулл-Маркова показано на рис. 2.4 відповідно а) та б).

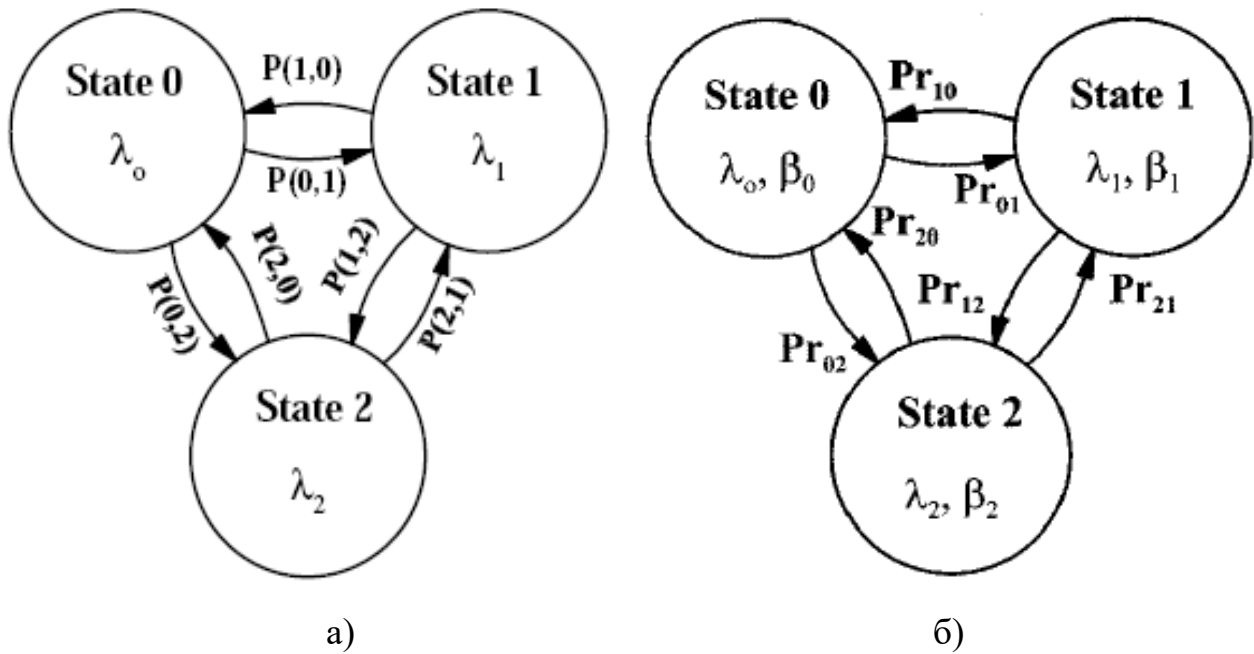


Рис. 2.4. Приклади моделей для системи, яка може перебувати в трьох станах, в формі однорідної марковської та Вейбулл-Маркова

В результаті отримано напівмарковський процес, аналітичне обчислення стаціонарних імовірностей якого здійснюються без значних проблем. Хоча обчислення не такі прості як для однорідної марковської моделі, вони не уповільнюють оцінювання надійності оскільки проводяться один раз для кожного компонента системи.

Розрахунок за моделлю Вейбулл-Маркова полягає в розрахунку компонентів системи з міркувань їх статистичної незалежності, використовуючи рекурсивний алгоритм [185].

Для перевірки адекватності результатів розрахунку в роботі [185] виконано порівняння з результатами статистичного моделювання методом Монте-Карло, результати якого наведені на рис. 2.5.

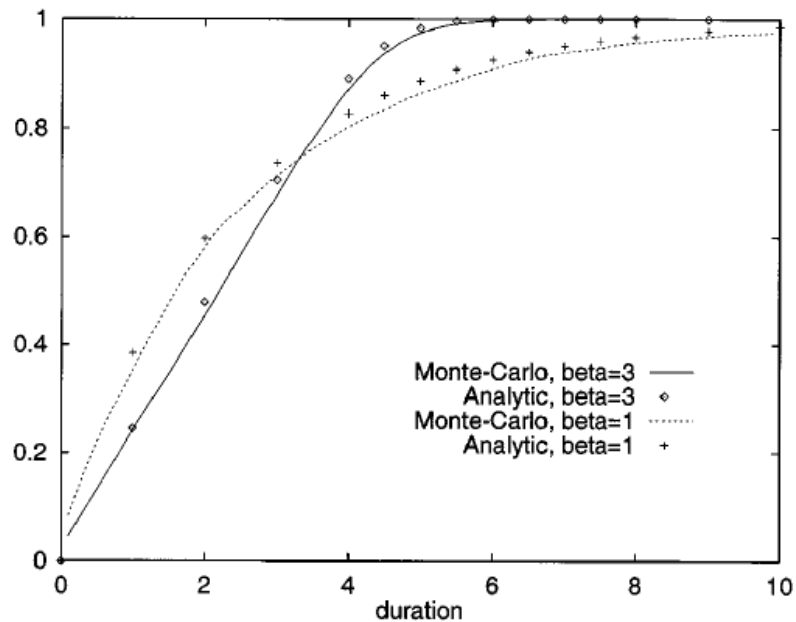


Рис. 2.5. Порівняння результатів обчислення за моделлю Вейбулл-Маркова та методом Монте-Карло [185]

Алгоритм побудови моделі Вейбулл-Маркова реалізований у програмному комплексі Power Factory, що дозволило скористатись ним під час виконання розрахунків з визначення імовірності станів електричної мережі для формування інтегрального показника якості функціонування.

2.2. Математичне моделювання режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії для оцінювання складових якості функціонування

2.2.1. Режим мінімальних втрат електричної енергії в мереж з ВДЕ

Як зазначалось визначення якості функціонування виконується шляхом порівняння фактичного режиму функціонування електричної мережі з «ідеальним», який може відповідати цій мережі за певних умов та прийнятих допущень.

Нормальною схемою роботи розподільних електричних мереж є розімкнена схема. Проте з розбудовою РДЕ в електричних мережах з'являються лінії електропередавання з двостороннім живленням. При цьому за певних

режимів генерування РДЕ можна досягнути струморозподілу близького до замкненої схеми мережі [41, 75]. Як зазначалось в такий режим може розглядатись як «ідеальний», що відповідає мінімальному рівню втрат електричної енергії.

Перехід від розімкненої схеми до замкненої зумовлює появу струморозподілу, який залежить від параметрів елементів електричної мережі та її конфігурації. Враховуючи, що процеси, пов'язані з розподілом струму в такій електричній мережі, підпорядковуються принципу найменшої дії [90, 106, 116, 136, 146], то можна говорити про оптимальний режим за критерієм мінімуму втрат. Як показано на рис. 2.6 з центрів живлення (ЦЖ) підтікають струми, які пропорційні задавальним струмам вузлів електричної мережі.

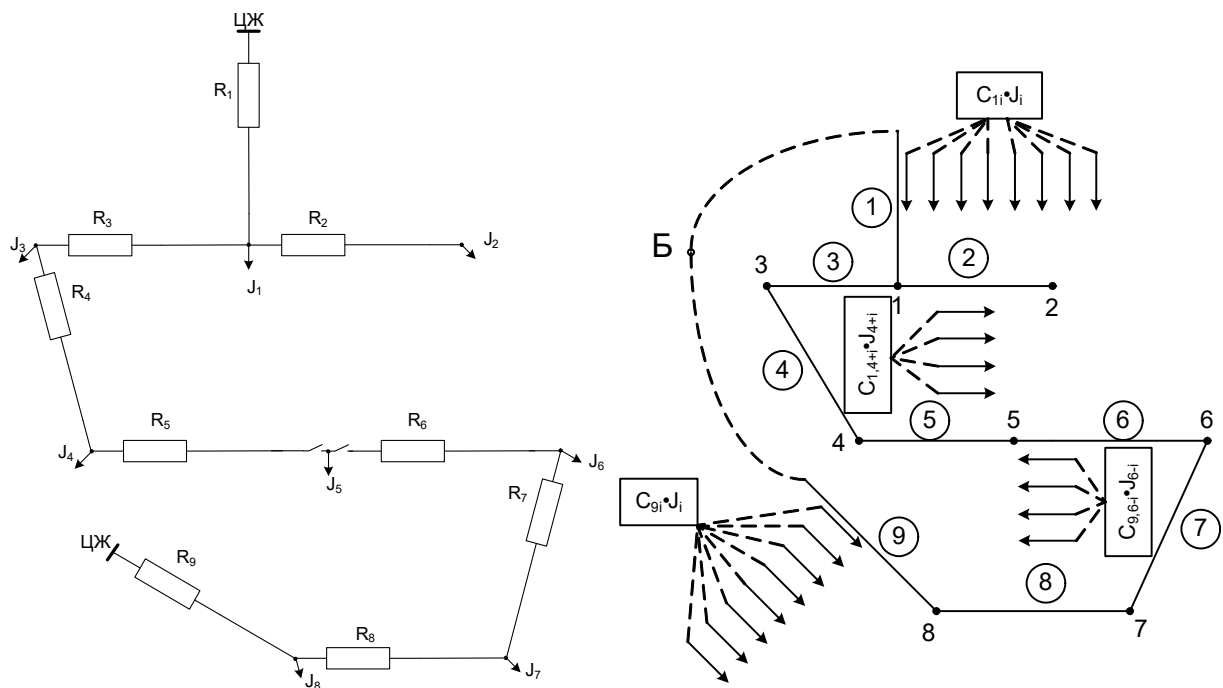


Рис. 2.6. Режим замкненої електричної мережі

Коефіцієнти пропорційності є коефіцієнтами струморозподілу [160] і визначаються за матричним виразом:

$$\mathbf{C}_r = \mathbf{R}^{-1} \mathbf{M}^T (\mathbf{M} \mathbf{R}^{-1} \mathbf{M}^T)^{-1} \quad (2.11)$$

де \mathbf{R} – діагональна матриця активних опорів ліній електропередачі мережі; \mathbf{M} –

перша матриця з'єднань, яка формується з повної матриці \mathbf{M}_z шляхом вилучення вузлів, що відповідають центрам живлення (ЦЖ); T – символ транспонованої матриці; -1 – символ оберненої матриці.

Очевидно, що перехід до розімкненої схеми призведе до того, що на значення струмів, які втікали від відімкненого ЦЖ, повинні зрости струми ЦЖ, що живить цей фідер (див. рис. 2.6,а) [59]. Втрати електричної енергії при цьому зростають. Зростання втрат пропорційне відношенню відповідних коефіцієнтів струморозподілу (для схеми рис. 2.6 додаткові втрати визначаються за виразом $\delta\Delta P = \frac{\Delta P_p}{\Delta P_3} = \sum_{i=5} \frac{C_{9,i}}{C_{1,i}}$, де ΔP_p – втрати активної потужності в розімкненій мережі; ΔP_3 – втрати активної потужності в замкненій мережі).

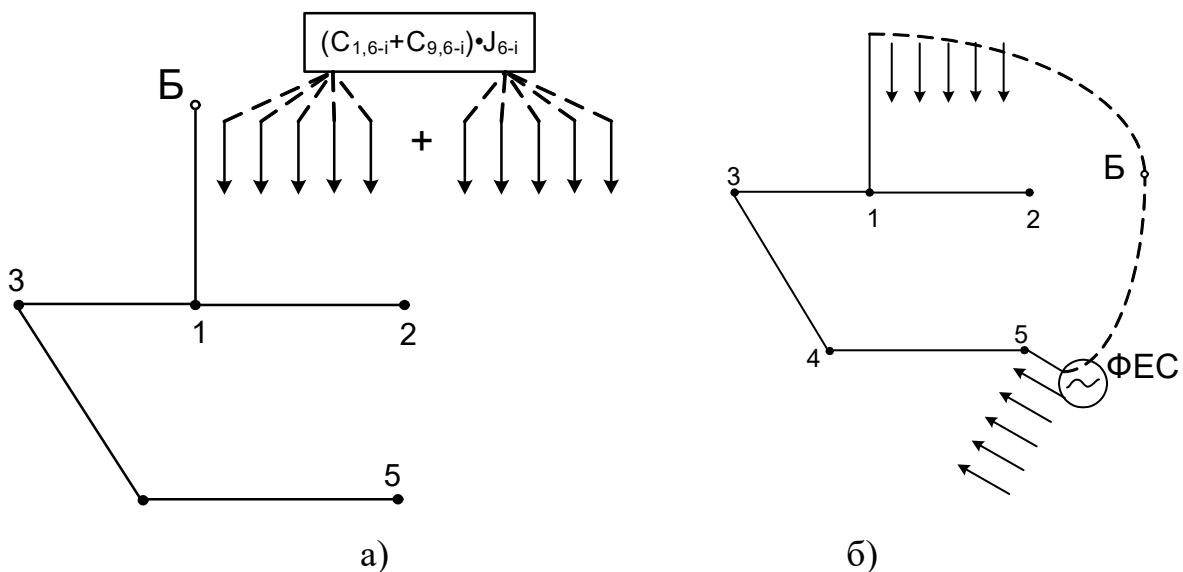


Рис. 2.7. Варіанти розімкненої схеми мережі

Поява в розподільних електричних мережах джерел енергії може забезпечити режим близький до режиму замкненої мережі за перетоками струмів і, як наслідок, за втратами електричної енергії (рис. 2.7, б) [188]. Для підтвердження сказаного вище дослідимо умови і принципи оптимального розподілу активних і реактивних потужностей в електричних мережах на прикладі простої мережі з двохстороннім живленням, що утворилася в

результаті під'єднання ВДЕ (див. рис. 2.8).

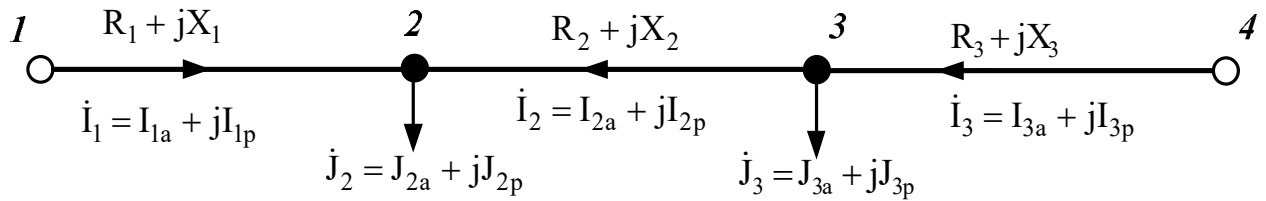


Рис. 2.8. Приклад простої мережі з двохстороннім живленням

У загальному випадку втрати активної потужності в електричній мережі можуть бути виражені безпосередньо через струми у вітках та їх активні опори:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n R_i (I_{ia}^2 + I_{ip}^2),$$

де I_{ia}, I_{ip} – активна й реактивна складові струму i -ої вітки; n – кількість віток мережі.

Зауважимо, що струми у вітках мережі повинні відповідати першому закону Кірхгофа або умові балансу струмів у вузлах. Отже, для мережі, зображеної на рис. 2.8, задача мінімізації втрат активної потужності може бути сформульована в такий спосіб:

$$\text{мінімізувати} \quad \Delta P = \sum_{i=1}^4 R_i (I_{ia}^2 + I_{ip}^2), \quad (2.12)$$

$$\text{за умови} \quad \left. \begin{aligned} -I_{1a} - I_{2a} + J_{2a} &= 0; \\ I_{2a} - I_{3a} + J_{3a} &= 0; \\ -I_{1p} - I_{2p} + J_{2p} &= 0; \\ I_{2p} - I_{3p} + J_{3p} &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (2.13)$$

Задача (2.12) – (2.13) сформульована за допущення, що відсутні обмеження на задаючі (генеруючі) струми вузлів. Вона записана в дійсних координатах змінних, тому струми представлені своїми активними і реактивними складовими. До умови балансу (2.13) не віднесені вузли 1 і 4, оскільки вони є балансуєчими. Тобто, відповідно до побудованої моделі оптимізації, визначаються не тільки значення оптимальних струмів у вітках, але й

оптимальні з позицій мінімуму ΔP в мережі значення струмів, що задаються, джерелами живлення.

Для визначення оптимальних струмів у вітках, що забезпечують мінімум втрат активної потужності, скористаємося принципом найменшої дії [106, 136, 146]. Функція Лагранжа для (2.12) з врахуванням рівнянь зв'язку (2.13) має вигляд:

$$L = \Delta P + \lambda_1(-I_{1a} - I_{2a} + J_{2a}) + \lambda_2(I_{2a} - I_{3a} + J_{3a}) + \lambda_3(-I_{1p} - I_{2p} + J_{2p}) + \lambda_4(I_{2p} - I_{3p} + J_{3p}). \quad (2.14)$$

Функція Лагранжа (2.14) задовольняє таку систему рівнянь Ейлера:

$$\dot{\mathbf{I}}_0 = \mathbf{C}_r \mathbf{J}_a + j \mathbf{C}_r \mathbf{J}_p, \quad (2.15)$$

$$\text{де } \mathbf{C}_r = \frac{1}{R_2 + R_3 + R_1} \begin{vmatrix} -(R_2 + R_3) & -R_3 \\ -R_1 & R_3 \\ -R_1 & -(R_2 + R_1) \end{vmatrix}, \quad (2.16)$$

\mathbf{J}_a , \mathbf{J}_p – вектори активних й реактивних складових вузлових струмів навантаження.

Матриця \mathbf{C}_r є матрицею коефіцієнтів струморозподілу, яка отримана за умови, що електрична мережа представлена її заступною r -схемою (реактивні опори віток дорівнюють нулю).

В результаті можна зробити висновок, що в мережі з декількома джерелами живлення мінімальні втрати активної потужності для випадку, коли на значення вузлових струмів не накладено ніяких обмежень, мають місце тоді, коли і активна, і реактивна складові струмів розподіляються в електричній мережі в залежності тільки від активних опорів, тобто відповідно заступній r -схемі мережі. Цей результат узгоджується з відомими висновками, зробленими в [160].

Отримані коефіцієнти струморозподілу не змінюються від режиму до режиму і сума відповідних коефіцієнтів дорівнює одиниці:

$$C_{r1,2} = \frac{(R_2 + R_3)}{R_2 + R_3 + R_1}; C_{r4,2} = \frac{R_1}{R_2 + R_3 + R_1};$$

$$C_{r1,3} = \frac{R_3}{R_2 + R_3 + R_1}; C_{r4,3} = \frac{(R_2 + R_1)}{R_2 + R_3 + R_1};$$

$$C_{r1,2} + C_{r4,2} = 1;$$

$$C_{r1,3} + C_{r4,3} = 1,$$

а тому можуть розглядатись як коефіцієнти подібності відповідно до теорії подібності. Тому, враховуючи подібність режимів електричної мережі, можна констатувати відповідність «ідеальному» режиму, для різних потужностей генерування та споживання, лише відповідністю струморозподілу в мережі коефіцієнтам C_r [135, 197].

2.2.2. Врахування імовірнісних характеристик генерування ВДЕ і споживання в задачі оцінювання складових якості функціонування

Графік генерування електричної енергії ВДЕ залежить від природних особливостей регіону, в якому вони розташовані. Ця особливість ВДЕ вносить певні проблеми під час розв'язання задачі забезпечення надійного і якісного електропостачання споживачів [77].

Розроблення методу оцінювання складової економічності режиму та забезпечення якості електричної енергії не можливе без аналізу покриття заданого графіка споживання потенційно можливим генеруванням сонячної електростанції. Для цього потрібно визначити основні ймовірнісні характеристики процесів генерування ВДЕ та електроспоживання.

На рис. 2.9, як приклад, наведено результати аналізу статистичних даних добової потужності генерування електроенергії ФЕС та потужності навантаження для підстанції «Ямпіль 110/10 кВ». Аналіз здійснено в програмному середовищі STATISTICA 10. Опрацювання статистичних даних протягом року за значеннями генерованої потужності ФЕС та електричного навантаження дає змогу визначити закон розподілу цих величин.

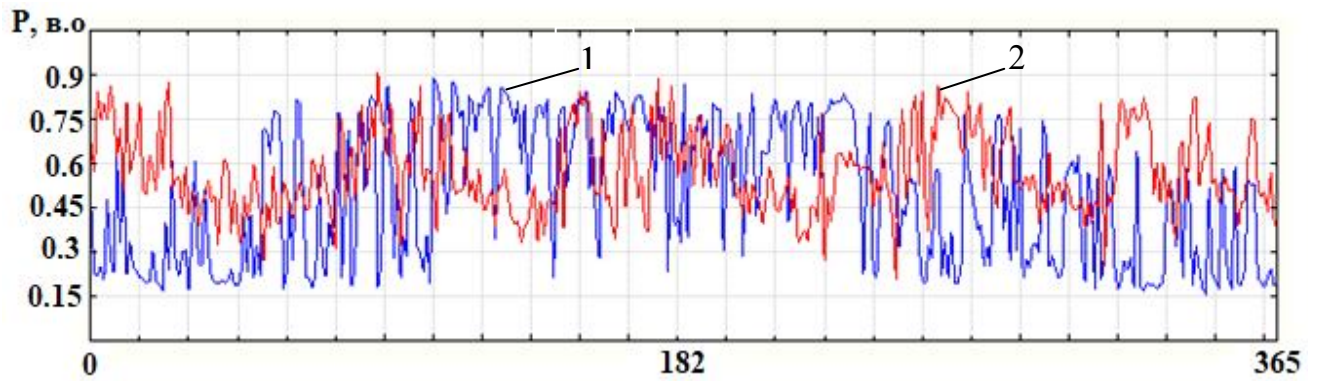


Рис. 2.9. Зміна потужності генерування ФЕС (1) та навантаження (2) протягом року в заданий проміжок часу доби

Річний графік генерування (рис. 2.9) свідчить про значне неспівпадіння графіка ФЕС та графіка навантаження протягом всього року. На рис. 2.10 для розглядуваного прикладу наведені характерні значення потужностей генерування $P_{ген}$ і навантаження $P_{нав}$ та повторюваність цих значень протягом року у відносних одиницях. Відносні значення генерування на рис. 2.10,а приведені до установленної потужності ФЕС, а навантаження на рис. 2.10,б приведені до його максимального значення. На гістограмах (див. рис. 2.10, а) наявні декілька мод у вибірці, що свідчить про полімодальність процесу генерування ФЕС. Така полімодальність обумовлена зміною метеорологічних умов у місці розташування електростанції [78].

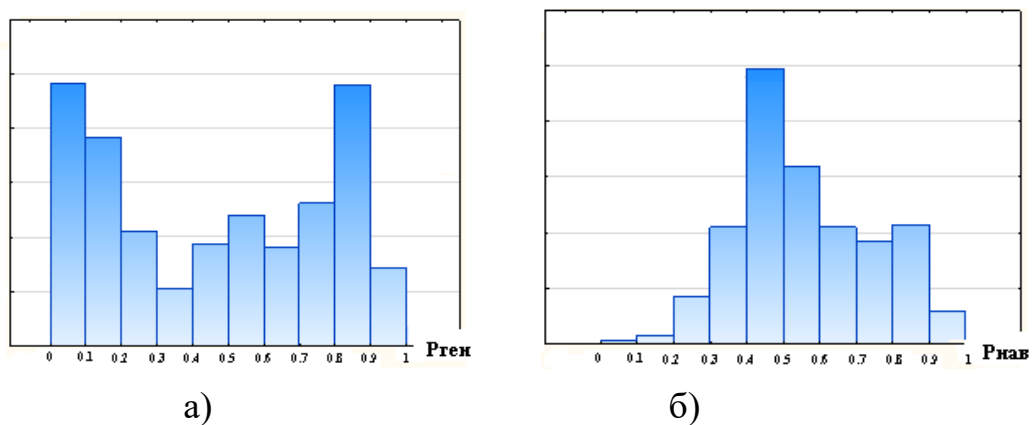


Рис. 2.10. Гістограми густин потужності генерування ФЕС (а) та потужності навантаження (б)

В тих випадках, коли «форму» розподілу не вдається описати одним розподілом, то її можна описати за допомогою суміші розподілів. Серед інших, можна виділити модель гаусової суміші [2, 38, 73], яка представляє собою зважену суму k компонентів, густина розподілу якого має вигляд:

$$p(x) = \sum_{j=1}^m w_j p_j(x), \quad (2.17)$$

де $p_j(x)$ – функція густини розподілу j -тої компоненти суміші; w_j – вага j -тої компоненти суміші (апріорна імовірність) $\sum_{j=1}^k w_j = 1, w_j \geq 0; j = 1, \dots, k$ – кількість компонент в суміші.

Функція густини розподілу має вигляд [2]:

$$p_j(x) = \frac{1}{\sqrt{(2\pi)^k |\zeta_j|}} e^{\left(-\frac{1}{2}(x-\mu_j)^T \zeta_j^{-1}(x-\mu_j)\right)}, \quad (2.18)$$

де μ_j – математичне очікування j -тої компоненти; $|\zeta_j|$ – визначник коваріаційної матриці j -тої компоненти суміші; k – кількість компонент в суміші.

Функції правдоподібності належать параметричному сімейству розподілів $\varphi(x; \theta)$ і відрізняються тільки значеннями параметра $p_j(x) = \varphi(x; \theta_j)$, $\theta_j = \{\mu_j, \zeta_j\}$. При цьому φ – фіксована функція.

Іншими словами, вибрати об'єкт x із суміші $p(x)$ означає вибрати його із розподілу $p_j(x)$ з імовірністю w_j .

Задача розщеплення суміші вирішується, коли, маючи вибірку X^m випадкових величин з суміші $p(x)$ та знаючи число k і функцію φ , потрібно оцінити вектор параметрів:

$$\Theta_j = (w_j, \theta_j). \quad (2.19)$$

В задачі визначення розподілу випадкової величини на певному проміжку

часу загальна математична модель розподілу буде описуватись рівнянням (2.17). Застосування гаусових сумішей для визначення закону розподілу генерування ВДЕ та потужності навантаження обумовлене двома основними причинами:

- можливістю врахування різних факторів, що впливають на зміну потужності генерування (погодні умови, зміна сезонів) та потужності навантаження (режим максимальних та мінімальних навантажень);
- високою здатністю гаусової суміші до апроксимації довільних розподілів.

Розщеплення гаусової суміші у [2] пропонується проводити за допомогою методу оцінки-максимізації (expectation-maximization) правдоподібності. EM-алгоритм складається з ітераційного повторення двох кроків [113]. На E-кроці вираховується очікуване значення (expectation) вектора прихованих параметрів G за поточним наближенням вектора параметрів Θ . На M-кроці вирішується задача максимізації правдоподібності (maximization) і знаходиться наступне наближення вектора Θ , за поточними значеннями векторів G та Θ .

Для визначення оптимальної кількості компонент в загальній моделі суміші гаусового розподілу вирішується задача декілька раз для поступового збільшення (зменшення) значень k . Для цього будуємо графік залежності логарифму функції правдоподібності вибірки від k і обираємо найменше k , за якого графік відображає різкий скачок логарифму функції правдоподібності [114] (рис. 2.4).

Такий підхід добре себе зарекомендував для нашої задачі, оскільки можна візуально оцінити приблизну кількість мод у вибірці.

В результаті розщеплення гаусової суміші на компоненти за допомогою EM-алгоритму отримуємо основні імовірнісні характеристики процесів генерування ВДЕ та навантаження (див. Додаток Б). Для отриманого закону розподілу здійснюється перевірка гіпотези першого роду за допомогою тесту Колмогорова-Смірнова [2]. Для потужності генерування ФЕС $p = 0,88$, а для

потужності навантаження $p = 0,96$.

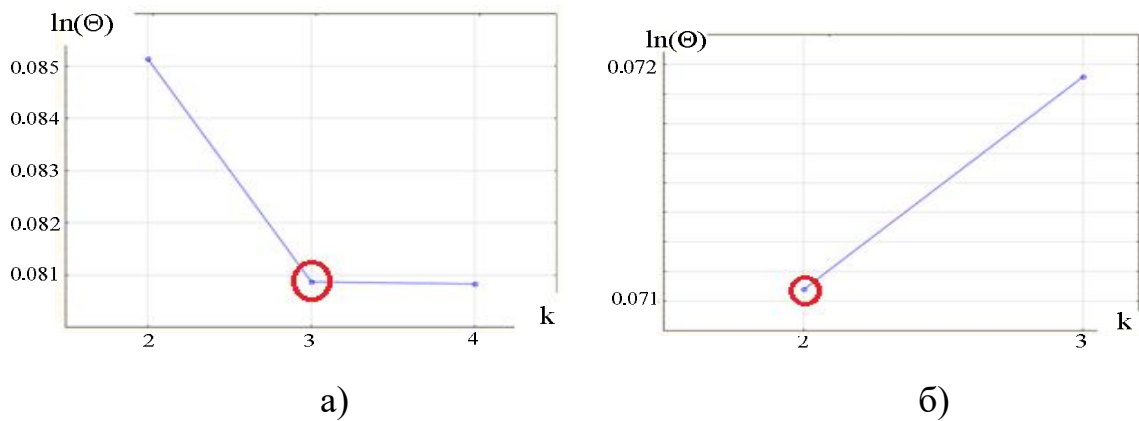


Рис. 2.11. Визначення оптимальної кількості компонент для гаусової суміші генерування ФЕС (а) та для гаусової суміші навантаження (б)

Отже, можна зробити висновок, що теоретично запропонований закон розподілу з високою точністю описує гістограми густин емпіричних даних, що підтверджується візуально (рис. 2.12, рис. 2.13).

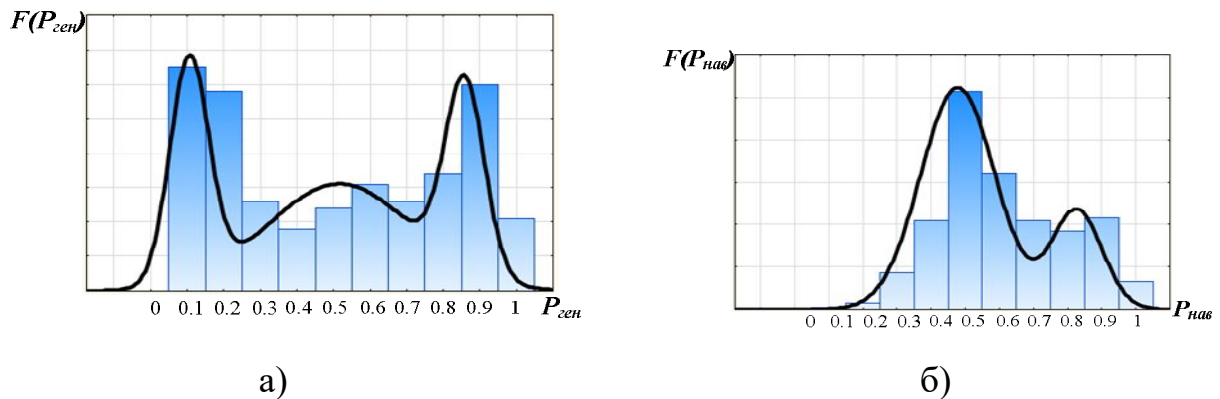


Рис. 2.12. Модель гаусової суміші для потужності генерування ФЕС (а) та для навантаження (б)

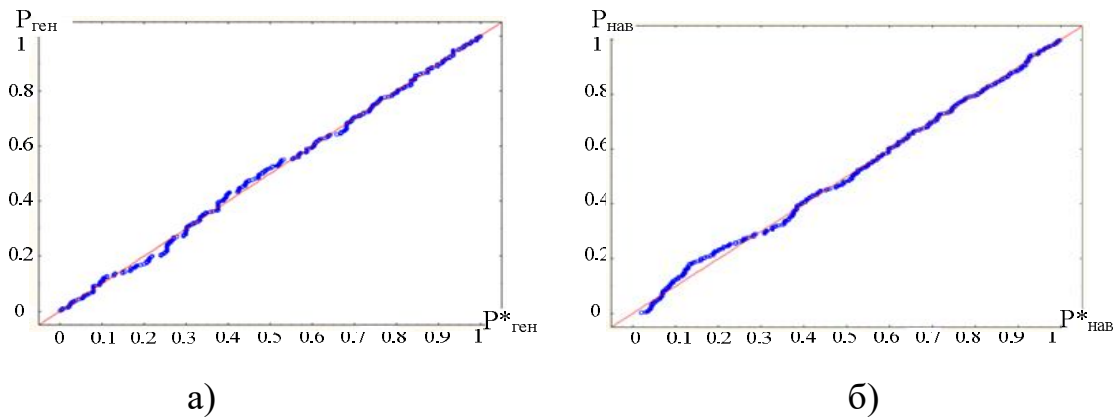


Рис. 2.13. Оцінювання відповідності розподілу гаусової суміші емпіричним даним для потужності генерування ФЕС (а) і для навантаження (б)

В результаті розщеплення гаусової суміші отримано основні статистичні характеристики (математичне очікування, середньоквадратичне відхилення) процесів генерування ВДЕ та навантаження, що є вихідною інформацією для оцінювання імовірності забезпечення «ідеального» режиму джерелами, розташованими в локальних електричних системах [190].

2.2.3. Врахування балансової надійності під час оцінювання якості функціонування

Неспівпадання графіків споживання і генерування ВДЕ призводить до появи періодів, коли потужність навантаження не забезпечена відповідною потужністю генерування (див. рис. 2.14) [111].



Рис. 2.14. Добові графіки електричного навантаження ЕМ та генерування ФЕС

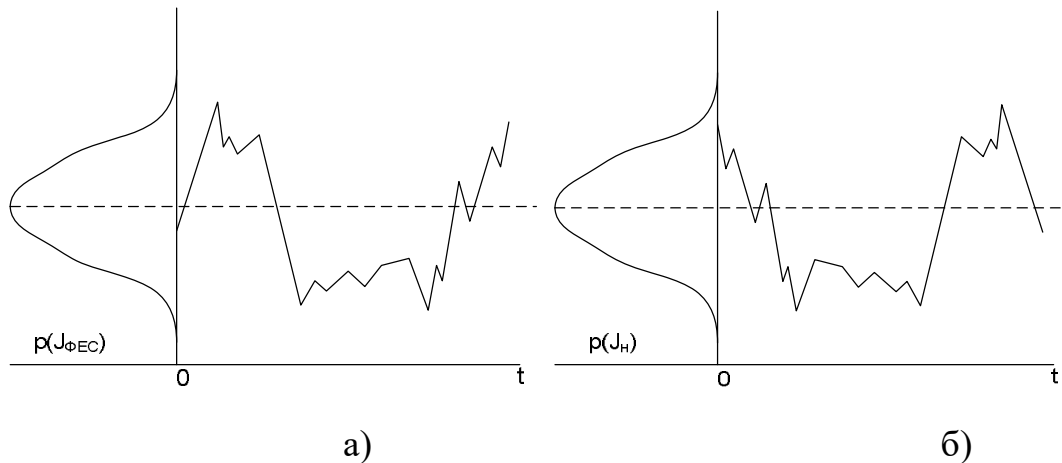


Рис. 2.15. Графічне зображення набору статистичних даних по генеруванню а) та споживанню б)

За статистичними даними (рис. 2.15), використовуючи математичний апарат гаусових сумішей, можна оцінити імовірність відповідності генерування і споживання $p_i \left(\sum_{k=1}^m P_{ВДЕ_{i,k}} = \sum_{j=1}^n P_{i,j} \right)$ для певного часу доби i . Очевидно, що аналіз полягає у порівнянні сумарного генерування ВДЕ фідера з його сумарним навантаженням. Оскільки розглядається погодинний графік, то вираз для визначення імовірності забезпечення балансу прийме вид:

$$P_{\sigma} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} p_i \left(\sum_{k=1}^m P_{ВДЕ_{i,k}} = \sum_{j=1}^n P_{i,j} \right), \quad (2.20)$$

де m , n – відповідно кількість джерел та вузлів споживання.

2.2.4. Математичне моделювання технологічних втрат для врахування в інтегральному показнику якості функціонування

Достовірність отриманих результатів в п.п. 2.2.1 підтверджують результати моделювання, показані на рис. 2.16. Для схеми, показаної на рис. 2.7 б, виконано розрахунок, коли генерування ВДЕ пропорційно потужностям споживання – крива 1 (коефіцієнти пропорційності відповідають коефіцієнтам струморозподілу C_r за r -схемою) і коли генерування змінюється в межах від 0 до $2C_r$ – крива 2.

Визначення відповідності фактичного режиму «ідеальному» можна виконати шляхом аналізу статистичних даних (рис. 2.15) на виконання умови

$$P_{ВДЕi,к} = \sum_{j=1}^n (C_{r,к,j} \cdot P_{i,j}) \text{ для кожної години } i \text{ доби і визначення імовірності за}$$

виконаним аналізом.

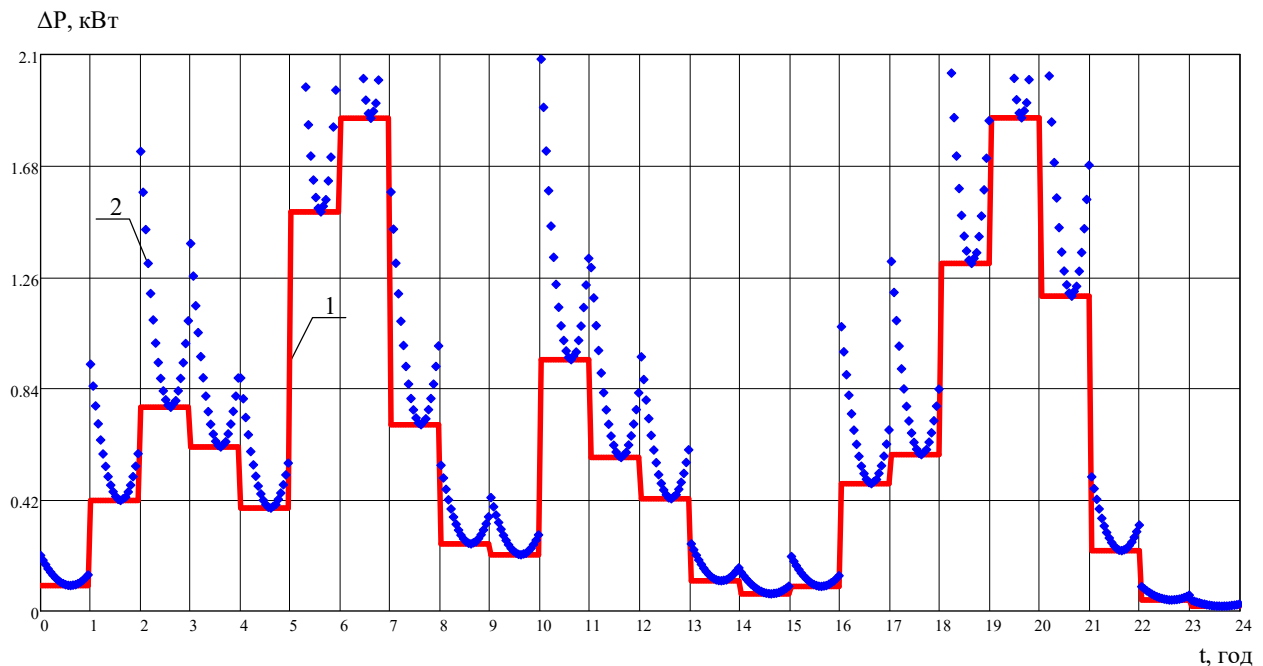


Рис. 2.16. Зміна втрат потужності протягом доби

1 – режим втрат, що відповідають «ідеальному», 2 – довільний розподіл

Імовірність забезпечення «ідеального» режиму визначається за виразом:

$$P_{\Delta P} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} \left[\prod_{к=1}^m p_{i,к} \left(P_{ВДЕi,к} = \sum_{j=1}^n (C_{r,к,j} \cdot P_{i,j}) \right) \right]. \quad (2.21)$$

Вираз (2.21) дозволяє оцінити відповідність фактичного режиму в певний момент часу «ідеальному». Враховуючи, що для кожної електропостачальної компанії задаються нормативні втрати, то за виразом (2.21) можна оцінювати імовірність забезпечення нормативних втрат $\sum_{j=1}^n (C_{к,j} \cdot P_{i,j}) \geq P_{ВДЕi,к}$ (де $C_{к,j}$ визначається відповідно до конфігурації мережі та заданого значення нормативних втрат) [112]. Однак, очевидно, за такого визначення складової економічності порівнювати різні електричні мережі не можна.

2.2.5. Оцінювання складової забезпечення якості електричної енергії в інтегральному показнику

2.2.5.1. Нормування показників якості електроенергії. Для визначення відповідності значень показників якості електричної енергії (ПЯЕ) вимогам ГОСТ 13109–97 проводять їх вимірювання й статистичну обробку. Для всіх нормованих ПЯЕ мінімальний розрахунковий період становить 24 год. Рекомендована загальна тривалість безперервних вимірів становить 7 діб. Оцінку ненормованих ПЯЕ (провали напруги, перенапруги, імпульси) проводять за результатами тривалих спостережень і їх реєстрації за допомогою спеціалізованих засобів вимірювання.

Статистична обробка результатів вимірювання нормованих ПЯЕ полягає в побудові функцій розподілу ПЯЕ. За результатами вимірювань можна визначити частоту потрапляння значень ПЯЕ в певний інтервал на всьому діапазоні можливих значень [115]. Така добова функція розподілу у формі гістограми наведено на рис. 2.17. Гістограма вимірювань $K_{U(n)}$ (перша група) показано на рис. 2.17, а, для δU (друга група) – на рис. 2.17, б.

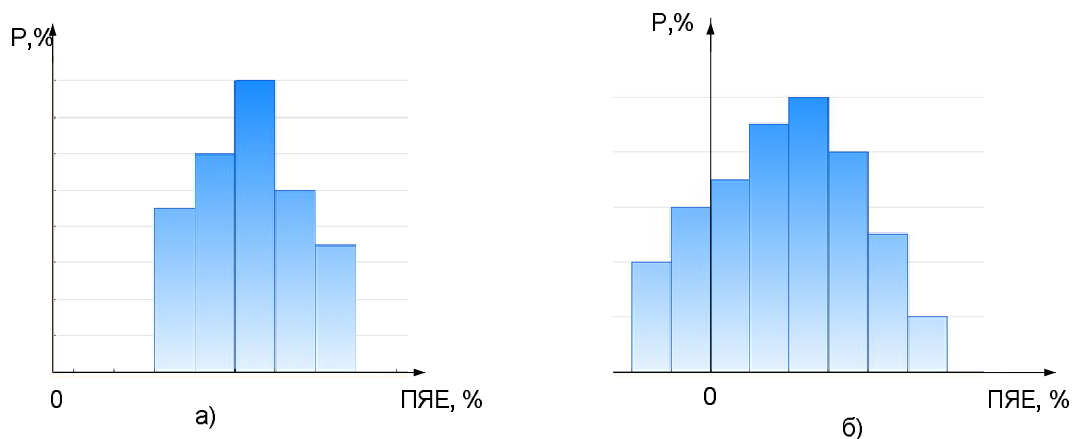


Рис. 2.17. Приблизний вид гістограм розподілу ПЯЕ на добовому інтервалі вимірювань

Для кожного нормованого ПЯЕ ГОСТом встановлюється нормально допустимі P_n і гранично допустимі P_n значення. Оцінювання якості функціонування проводять за найбільшими значенням $P_{нб}$ для ПЯЕ першої

групи й за найбільшими і найменшими значеннями ПЯЕ для другої групи.

Для ПЯЕ першої групи найбільші значення, вимірюються протягом 24 год, не повинні перевищувати гранично допустимі значення, встановлені ГОСТ 13109–97, а 95 % виміряних за той же час значень не повинні перевищувати нормально допустимі. При зазначених умовах вимоги ГОСТу 13109–97 виконуються. На рис. 2.18 наведені результати вимірювань ПЯЕ, на підставі яких можна стверджувати, що ці результати відповідають або не відповідають вимогам ГОСТ 13109–97.

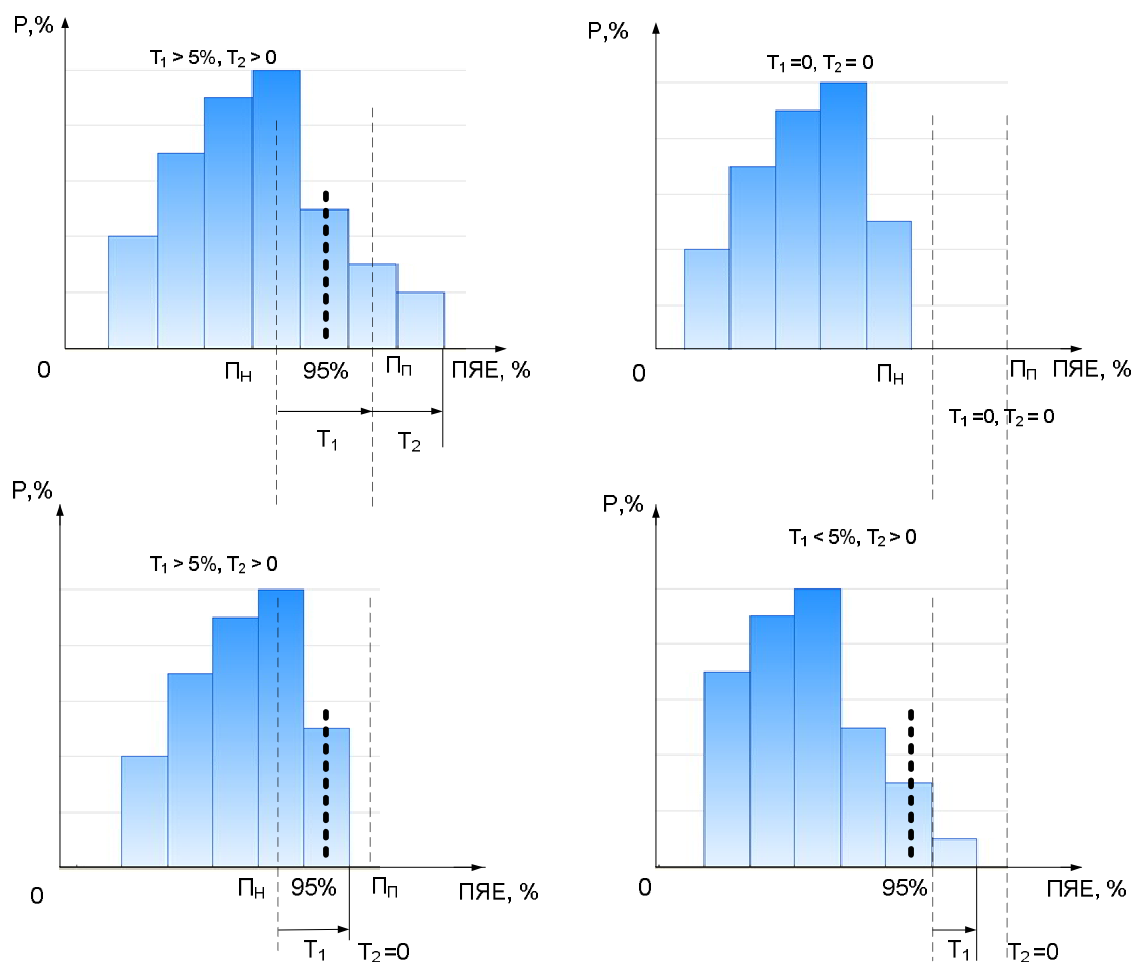


Рис. 2.18. Оцінка відповідності значень ПЯЕ вимогам:

а – не відповідає; б – не відповідає; в – відповідає; г – відповідає; ---- — границя нормально $\Pi_{\text{нор}}$ і гранично $\Pi_{\text{прип}}$ припустимих значень ПЯЕ; — границя, лівіше якої розташовуються 95 % виміряних значень ПЯЕ.

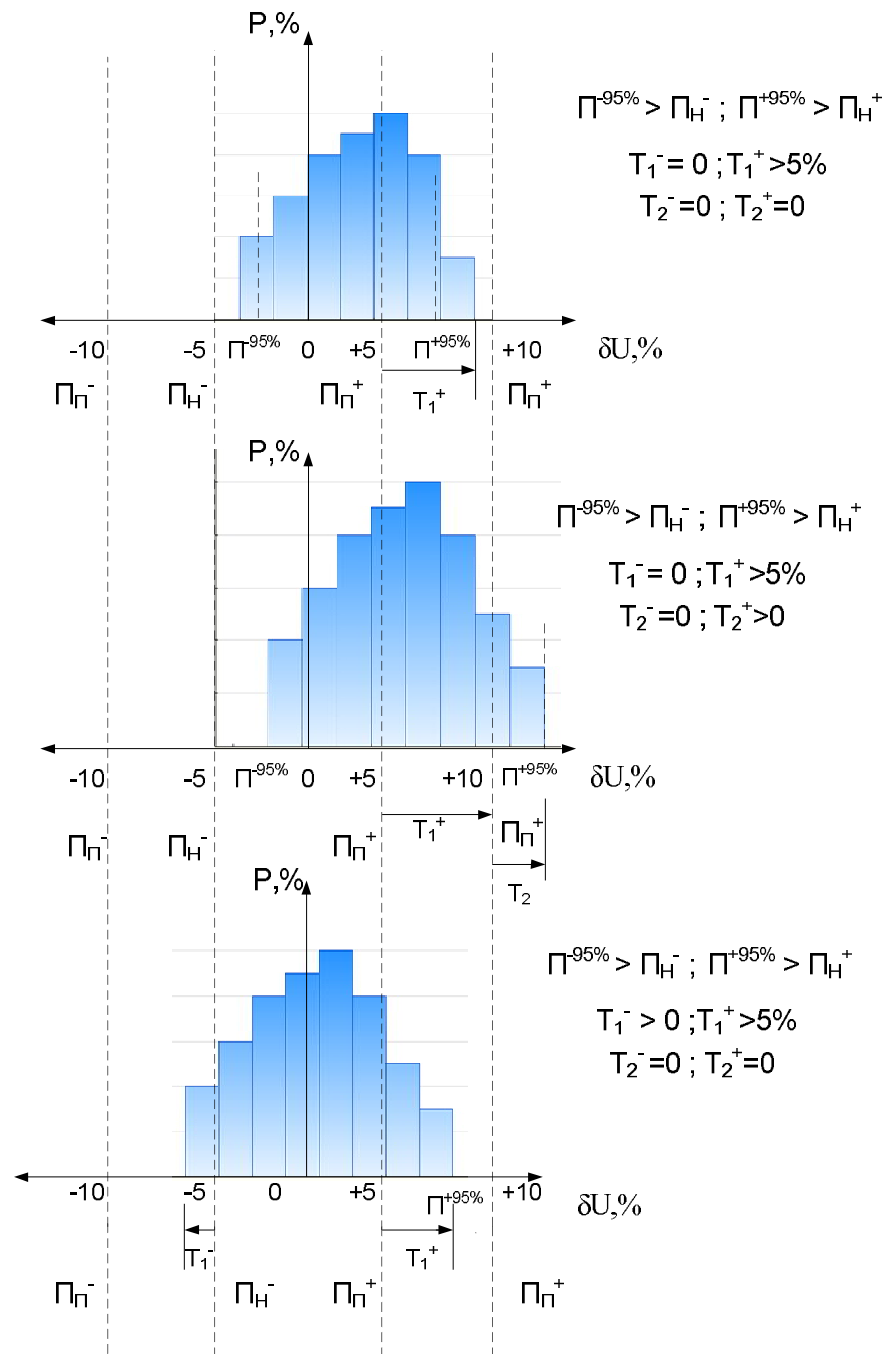


Рис. 2.19. Оцінка відповідності значень ПЯЕ вимогам
ГОСТ 13109–97;

а – не відповідає; б – не відповідає; в – не відповідає; - межа нормальних $\Pi_{н}$ і граничноприпустимих $\Pi_{п}$ значень ПЯЕ; - нижнє $\Pi^{-95\%}$ і верхнє $\Pi^{+95\%}$ значення, у границях яких перебувають 95 % виміряних значень ПЯЕ

Для ПЯЕ другої групи, для яких установлені позитивні й негативні допустимі значення, найбільші виміряні протягом 24 год значення не повинні

перевищувати, з врахуванням їх знака, гранично допустимі, а верхнє (+) і нижнє (-) значення цих ПЯЕ, у границях яких перебувають 95 % вимірних значень, не повинні перевищувати відповідно позитивні й негативні нормально допустимі значення. При цих умовах ГОСТ 13109–97 виконується. На рис. 2.19 наведені приклади випадків, коли вимірювані ПЯЕ не відповідають вимогам ГОСТу.

Під час вимірювань застосовують різні критерії оцінки ПЯЕ на відповідність установленим вимогам. Застосування таких критеріїв допускається ГОСТ 13109–97 стосовно всіх нормованих ПЯЕ, крім розмахів коливань напруги й дози флікера. Принцип оцінки при цьому нічим не відрізняється від наведеного вище, однак його алгоритмічне представлення в засобах вимірювання значно простіше.

Дійсно, для кожного ПЯЕ встановлений інтервал усереднення, в межах якого формується середньоквадратичне значення ПЯЕ. Тривалість інтервалів усереднення становить для δU_y 60 с, для Δf 20 с, для інших ПЯЕ 3 с. Отже, за 24 год безперервних вимірювань у масиві результатів вимірювань зберігається строго певне число відліків. Наприклад, по δU_y число відліків становить 1440. Це дозволяє підрахувати так званий відносний час перевищення припустимих значень за числом відліків:

$$T_1 = \frac{n}{k} 100\% ; T_2 = \frac{m}{k} 100\% .$$

де k – загальне число вимірювань за 24 год; n – число вимірювань, які перевершують нормально припустимі значення; m – число вимірювань, які перевищують гранично допустимі значення.

При вимірах необхідно підраховувати число (k , n , m) відповідних відліків.

Такий підрахунок можна проводити в реальному часі в процесі вимірювань, що дозволяє не тільки контролювати виконання вимог ГОСТ 13109–97, але й оцінювати якість електричної енергії в темпі процесі.

Вимоги ГОСТ 13109–97, оцінювані за цими критеріями, виконуються,

якщо протягом 24 годинних вимірювань $T_1 \leq 5\%$ і $T_2 = 0$, при цьому 5% від 24 год відповідають 72 хв. У всіх інших випадках вимоги ГОСТ 13109–97 не виконуються.

Викладений алгоритм визначення імовірностей відповідності якості електричної енергії ГОСТ 13109–97 можна реалізувати за умови встановлення відповідної системи обліку ПЯЕ хоча б в основних точках мережі. Нажаль незначна кількість РЕМ можуть собі це дозволити.

Як зазначалось вище найбільш вагомим показником якості електричної енергії, в розв'язуваній задачі, є відхилення напруги. Оцінити імовірність відповідності якості напруги нормативам можна, виконуючи аналіз даних ОІК. Особливості такого методу показано нижче.

2.2.5.2 Оцінювання відхилень напруги у вузлах споживання. Для оцінювання відхилення напруги у вузлах споживання скористаємось підходом, який ґрунтується на понятті «ідеального» режиму. В «ідеальному» режимі спади напруги і, як наслідок, відхилення напруги у вузлах мережі менші. Це підтверджують результати моделювання, наведені на рисунку 2.20. де крива 1 довільний режим; крива 2 – «ідеальний» режим.

Для визначення спадів напруги в «ідеальному» режимі скористаємось виразом:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot \mathbf{Z} \cdot \mathbf{C}_r \cdot \mathbf{J}_H. \quad (2.22)$$

За виразом залежності між спадом напруги у вітці і відхиленням напруги у вузлі по відношенню до базисного:

$$\Delta U = \mathbf{M}^T (\mathbf{U} - \mathbf{n} \cdot U_\phi), \quad (2.23)$$

та (2.22) можна визначити відхилення напруги у вузлі по відношенні до базисного:

$$\mathbf{U}_\Delta = \sqrt{3} \cdot \mathbf{C}^T \cdot \mathbf{Z} \cdot \mathbf{C}_r \cdot \mathbf{J}_H. \quad (2.24)$$

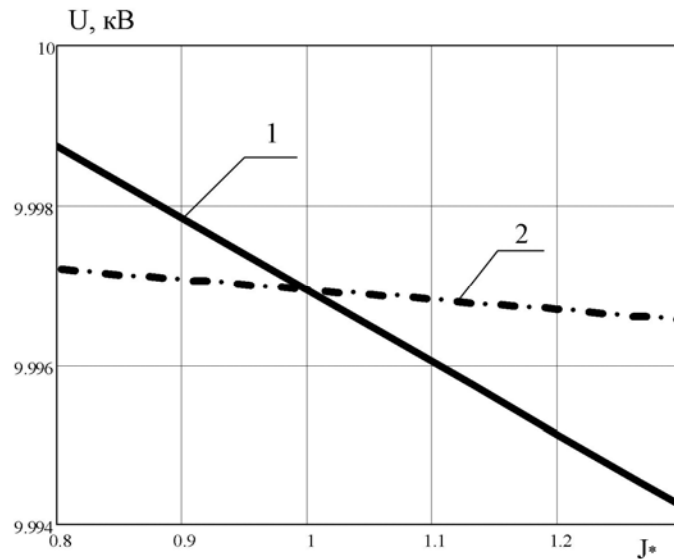
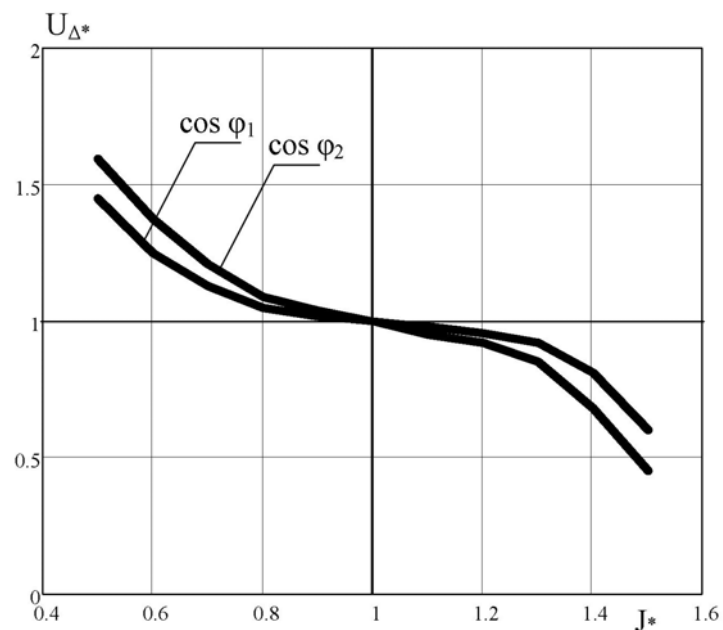


Рис. 2.20. Результати моделювання рівнів напруги у вузлі 3 (див. рис. 2.7 б): крива 1 – довільний режим; крива 2 – «ідеальний» режим



Рисю 2.21. Криві $U_{\Delta} = f(J_i)$ для конкретної мережі

За виразом (2.24) можна побудувати залежність $U_{\Delta} = f(J_i)$ для «ідеального» режиму. За цією залежністю можна отримати область зміни струмів навантаження по відношенню до струмів генерування ВДЕ шляхом побудови сімейства кривих для конкретної електричної мережі (див. рис. 2.21). Ця область буде відповідати нормативним відхиленням напруги у вузлах

навантаження.

Шляхом аналізу статистичних даних можна визначити імовірність виконання умови $J_{ВДЕ\ min\ i,\kappa} \leq \sum_{j=1}^n (C_{r\ j,\kappa} J_{i,j}) \leq J_{ВДЕ\ max\ i,\kappa}$ для кожної години доби i . Складова якості напруги в інтегральному показнику буде визначатись за виразом:

$$P_U = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} \left[\prod_{\kappa=1}^m P_{i,\kappa} \left(J_{ВДЕ\ min\ i,\kappa} \leq \sum_{j=1}^n (C_{r\ j,\kappa} J_{i,j}) \leq J_{ВДЕ\ max\ i,\kappa} \right) \right]. \quad (2.25)$$

Тобто, відповідно до отриманих залежностей (див. рис. 2.21) визначається межі допустимого генерування ВДЕ і аналіз відповідності відхилень напруги у вузлах споживання зводиться лише до аналізу співвідношення струмів генерування та споживання.

2.2.5.3 Комп'ютерне моделювання процесу поширення вищих гармонік в електричних мережах. Наявність в електричних мережах елементів, які мають нелінійну характеристику, зумовлюють спотворення синусоїдності кривої напруг і струмів. Таке відхилення кривих напруг і струмів від синусоїди прийнято досліджувати шляхом аналізу спектру гармонік [48]. Процеси, пов'язані з розрахунком гармонік в ЕМ, впливом їх на якість електроенергії і зменшенням цього впливу, на сьогодні достатньо вивчені [48, 167, 183].

Вищі гармоніки трансформуються в електричній мережі інших класів напруги і впливають на електричне обладнання, яке віддалене від місця їх генерування [35]. Для компенсації негативного впливу несинусоїдності струмів та напруг необхідно мати повну інформацію щодо їх гармонічного спектру у кожній точці електричної мережі. В роботі пропонується метод і алгоритм розрахунку вищих гармонік в окремих елементах електричних мереж для врахування в інтегральному показнику якості функціонування.

Проблема визначення рівнів гармонік в електричних мережах умовно

ділиться на такі частини: виявлення джерела вищих гармонік, дослідження процесу поширення гармонік і міри відповідності їх встановленим нормам, оцінювання впливу вищих гармонік на електроприймачі та розробка заходів щодо його зменшення [19]. В роботі алгоритм розрахунку розробляється за допущення, що електрична мережа симетрична і пасивна, тобто до неї може бути застосований принцип суперпозиції, що дозволяє розглядати кожен гармоніку окремо. Відповідно вибирається метод розрахунку струморозподілу в електричних мережах. Серед можливих методів розрахунку ustalених режимів для розглядуваної задачі доцільно дослідити метод вузлових напруг з розв'язуванням системи рівнянь методом Гаусса [133].

Потоки потужності основної гармоніки і потоки потужності на гармонічних частотах в електричній системі, як це показано на еквівалентній схемі на рис. 2.22, взаємозв'язані. Генеруюча система Γ є джерелом основної синусоїдальної напруги. Вона через опір системи $R_c + jX_c$ живить навантаження $R_n + jX_n$ через регульований статичний перетворювач. Потужність системи S_c передається споживачам через точки спільного приєднання (ТСП). Як правило, більша частина цієї потужності S_n живить навантаження, а менша S_n – перетворювач.

На рис. 2.22, б показані потоки гармонік в еквівалентній схемі. На ній генератор основної гармоніки Γ представлено своїм гармонічним опором. Джерелом гармонік струму є перетворювач, від якого частина потужності S_n , перетворена в потужність гармонік, повертається в систему S_{cc} і генератор S_{cc} . Більша частина потужності гармонік споживається навантаженням S_{nc} . Потужності S_{cc} і S_{nc} , пройшовши ТСП, розподіляються між паралельними елементами електричної мережі (лініями, трансформаторами) і викликають в них додаткові втрати та, спотворюючи напругу, погіршують умови роботи споживачів електроенергії в системі.

Міра впливу гармонік на режим електричної мережі та споживачів електроенергії оцінюється за допомогою коефіцієнту спотворення

синусоїдальної кривої напруги, який визначається за виразом [167]:

$$K_{U_i} = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^n U_{(v)i}^2}}{U_{(1)i}} \cdot 100 \approx \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^n U_{(v)i}^2}}{U'_{ном}} \cdot 100 [\%], \quad (2.26)$$

де $U_{(v)i}$ – діюче значення напруги v -ї гармоніки i -го вимірювання; $U_{(1)i}$ – напруга прямої послідовності основної частоти, i -те вимірювання; n – номер останньої з гармонік, які враховуються.

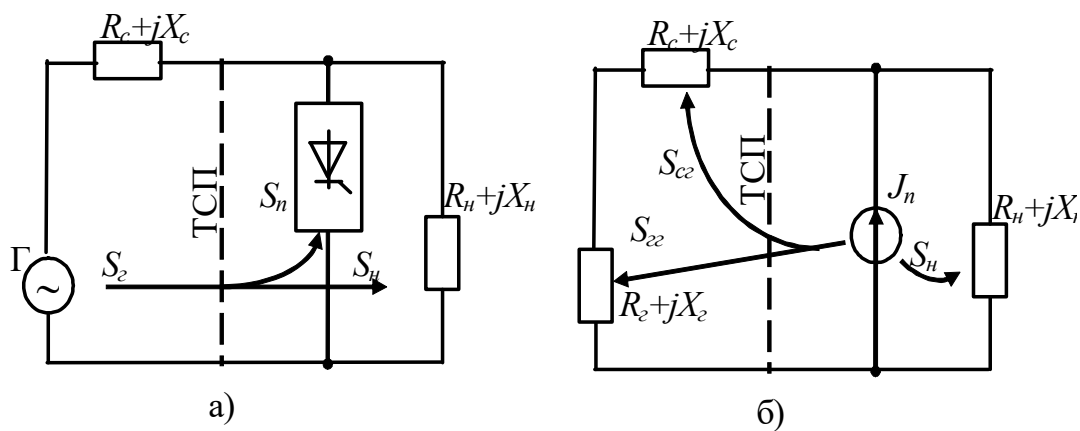


Рис. 2.22. Потіки потужності в електричній системі з гармоніками

Значення потоків потужності на гармонічних частотах в елементах електричної мережі визначаються за формулою:

$$S_i^v = 3 \sum_{v=1}^n (\dot{U}_{v_i}^{ex} - \dot{U}_{v_i}^{vix}) \cdot \bar{I}_{v_i}, \quad (2.27)$$

де $\dot{U}_{v_i}^{ex}$, $\dot{U}_{v_i}^{vix}$ – напруги входу і виходу чотириполосника, яким моделюється i -й елемент мережі [35]; \bar{I}_{v_i} – струм v -ї гармоніки в i -му елементі мережі.

Враховуючи (2.26), (2.27) та вимоги до моделювання процесу поширення гармонік [35], розроблено методику і алгоритм розрахунку режиму електричних мереж на кожній з гармонік. За основу прийнято алгоритм, викладений в [133]. Структурно-логічна схема адаптованого до гармонічного аналізу алгоритму приведена на рис. 2.23.

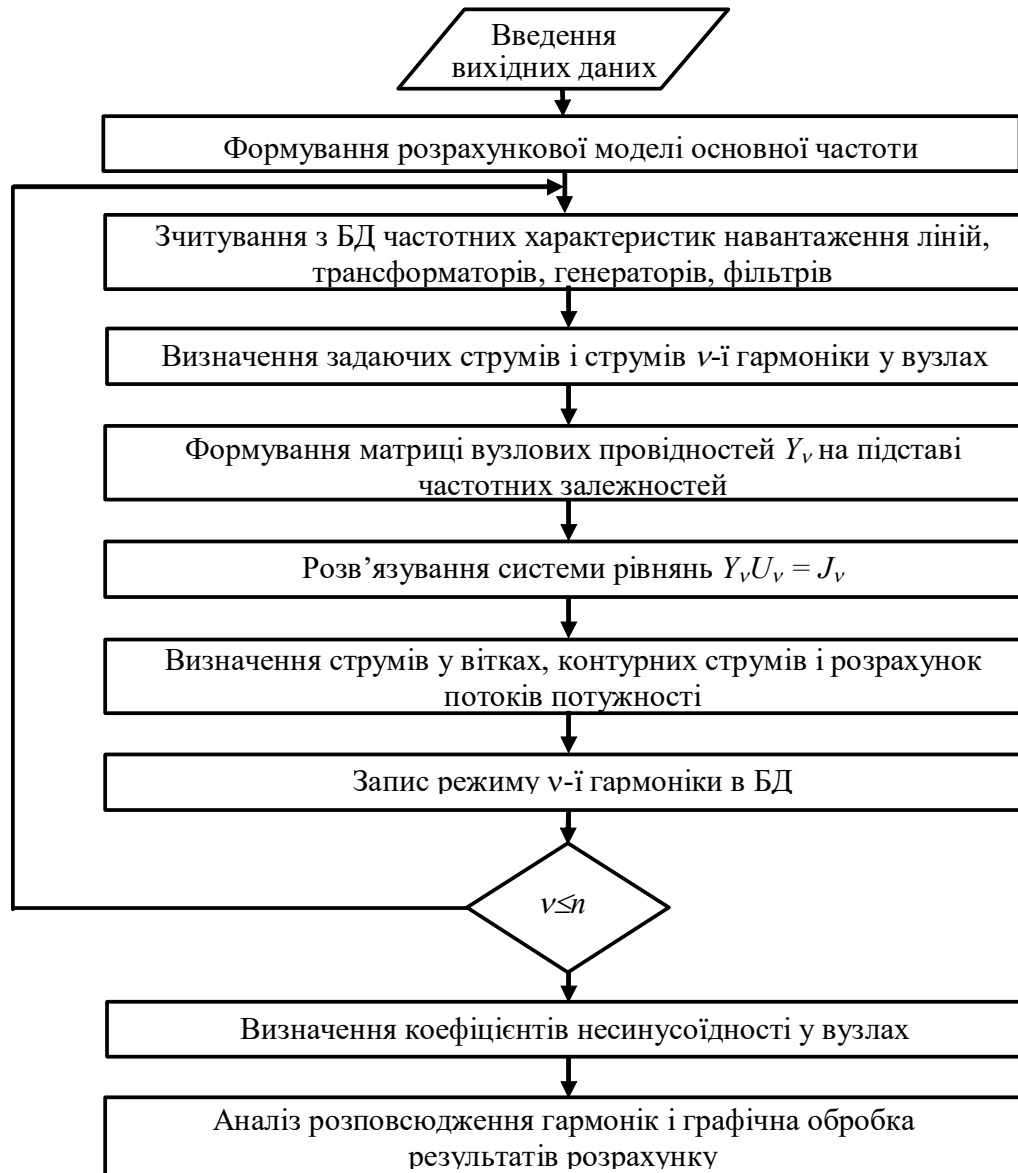


Рис. 2.23. Алгоритм дослідження розповсюдження гармонік [103]

Оскільки навантаження задаються потужностями з врахуванням статичних характеристик, то розрахунок виконується в декілька ітерацій. На внутрішній ітерації методом Гаусса розв'язується система вузлових рівнянь:

$$\mathbf{Y}_v \cdot \dot{\mathbf{U}}_v = \dot{\mathbf{J}}_v, \quad (2.28)$$

де \mathbf{Y}_v – матриця вузлових провідностей електричної мережі на v -ій гармоніці;

$\dot{\mathbf{U}}_v$ – вектор напруг вузлів v -ї гармоніки відносно базисного вузла; $\dot{\mathbf{J}}_v$ – вектор задаючих струмів вузлів, в який входять і струми джерел гармонік.

На зовнішній ітерації уточнюються потужності в вузлах у відповідності з

розрахованими напругами і номером поточної гармоніки, а також уточнюються складові вектора \mathbf{J}_v . Результати розрахунку режиму кожної гармоніки передаються в банк даних (БД) для подальшого аналізу.

Після завершення обчислень підсумкові результати передаються в графічну оболонку програми, де розносяться по елементах електричної мережі. Безпосередньо на мнемосхемі відображаються значення коефіцієнтів несинусоїдності напруги в вузлах, а також значення повних струмів і потужностей у вітках мережі. Параметри режиму будь-якої гармоніки, в тому числі й найбільш впливової, відображаються за викликом.

В програмі, в якій реалізовано розглянутий алгоритм, передбачено дослідження процесу обмеження рівня гармонік в системі за допомогою паралельних фільтрів. Оскільки фільтри, як правило, задаються своїми опорами на тій гармоніці, на яку вони настроєні, а розрахунок ведеться в "потужностях", то дані фільтрів перераховуються в потужності кожної гармоніки.

За умови, що в настроєному на k -ту гармоніку фільтрі $kX_L = X_C/k$, потужності фільтра на v -й гармоніці визначаються:

$$P_v = \frac{U_v^2 \cdot R}{R^2 + X_C^2 \cdot \gamma^2}, \quad Q_v = \frac{U_v^2 \cdot X_C \cdot \gamma}{R^2 + X_C^2 \cdot \gamma^2},$$

де R, X_L, X_C – відповідно активний, індуктивний та ємнісний опори фільтра; P_v – втрати активної потужності в фільтрі; Q_v – потужність генерації фільтра;

$$\gamma = \frac{v^2 - k^2}{k^2 \cdot v}.$$

В результаті розрахунку визначаються потоки потужності в елементах мережі S'_{ce} і $S'_{ce'}$, які відрізняються від потоків потужності в мережі, коли в ній відсутні фільтри. Якщо стоїть задача визначення оптимальних місць установки і потужності фільтрів, то формулюється відповідна математична модель і задача розв'язується симплекс-методом [121]. При цьому розглянутий тут алгоритм і програма при моделюванні процесу поширення гармонік в

електричній мережі використовуються як окремий програмний модуль.

Практично алгоритм дозволяє аналізувати протікання гармонік струму в мережі одночасно від необмеженої кількості джерел гармонік з будь-яким заданим спектром. Не обмежується також кількість фільтрів. Таким чином, сумарне генерування гармонік струму декількома перетворювачами і фільтрами, під'єднаними до шин електричної мережі, використовується для аналізу проникнення гармонік струму в дану мережу. Розроблена програма може використовуватись в проектній практиці, для оперативного контролю рівня гармонік в живлячих мережах, а також при дослідженні реальних умов електропостачання в точках приєднання споживачів електроенергії та встановленні відповідності їх нормованим [71].

Підходи, використанні під час розроблення методу аналізу несинусоїдності струмів і напруг в електричних мережах, дозволяють розробити метод оцінювання складової якості електричної енергії в інтегральному показнику, яким врахувати ненормативні відхилення показника несинусоїдності струмів і напруг.

В роботі [76] запропоновано коефіцієнт спотворення, який означається за виразом:

$$K_C^Y = \sqrt{A_V K_{2U}^2 + B_V \sum_{n=2}^{\infty} (K_{U(n)}^2 / n\sqrt{n})} \leq 1\%, \quad (2.29)$$

де A_V і B_V – коефіцієнти, що залежать від класу напруги.

За цим коефіцієнтом можна визначити рівень допустимих спотворень для кожного з вузлів живлення, в залежності від особливостей споживачів.

Враховуючи, що основна частка спотворень в розподільних електричних мережах 10 кВ і вище є несинусоїдність струмів і напруг далі мова буде йти саме про них.

Скористаємось підходом, який був використаний для визначення відхилень напруги у вузлах. Для цього перетворимо вираз (2.28) до виду:

$$U_{\Delta V} = \sqrt{3} \cdot C^T \cdot Z_V \cdot C_V \cdot J_{H_V}, \quad (2.30)$$

де Z_v – діагональна матриця опорів елементів електричної мережі для v -ї гармоніки; C_v – матриця коефіцієнтів струморозподілу, яка визначається за виразом $C_v = Z_v^{-1} M^T (M Z_v^{-1} M^T)^{-1}$; J_{Hv} – матриця спотворень по струму на v -й гармоніці в точці приєднання навантаження.

За величиною допустимих спотворень по напрузі отриманих за коефіцієнтом (2.29) та за спотворення по струму (2.30) можемо отримати допустиму ін'єкцію спотворень по напрузі від джерела цих спотворень:

$$U_{дж_v} = U_{б_v} - (\Delta U_{v\Sigma} + U_{\Delta v}).$$

де $U_{б_v}$ – спотворення у базисному вузлі; $\Delta U_{v\Sigma}$ – сума спадів напруги на шляху до джерела спотворень.

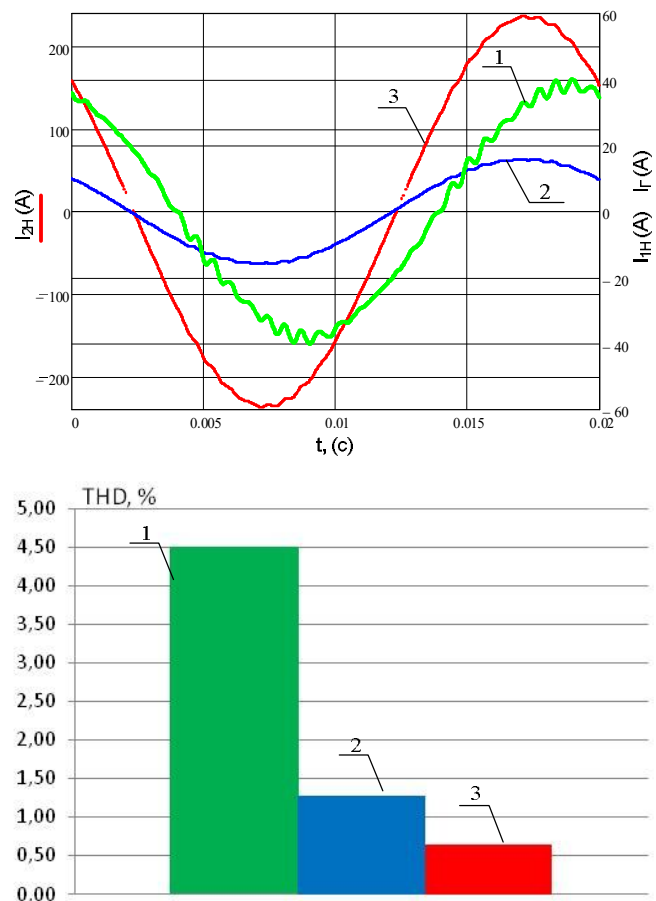


Рис. 2.24. Результати моделювання (1 – спотворення по струму в точці генерування; 2, 3 – спотворення по струму в точці приєднання споживачів, які знаходяться на різній відстані від джерела)

Таблиця 2.1. Результати розкладання в ряд Фур'є

Гармоніки	ФЕС		Навантаження 1		Навантаження 2	
	Гц	Модуль, %	Фаза, °	Модуль, %	Фаза, °	Модуль, %
50	100	-74,7	100	140,8	100	138,3
100	0,23	34,1	0,01	-37,7	0,001	-43,1
150	0,14	-4,7	0,001	208,9	0,001	202
200	0,1	24,7	0,001	-42,5	0,001	-52
250	1,55	3,1	0,17	241,9	0,12	231,3
300	0,05	13,3	0,001	0,5	0,001	-13,2
350	0,28	-32,8	0,03	194,3	0,02	179,8
400	0,04	2	0,001	57	0,001	41,4
450	0,03	12,6	0,001	26,2	0,001	7,5
500	0,03	33,3	0,001	-0,8	0,001	-21,6
550	0,15	38,1	0,02	-85,4	0,02	252,5
600	0,01	34,6	0,001	22,7	0,001	-1,5
650	0,1	1,1	0,01	228,4	0,01	202,8
700	0,02	20,1	0,001	12,2	0,001	-15,9
750	0,02	16,8	0,001	21,4	0,001	-8,3
800	0,01	17,8	0,001	28,2	0,001	-2,9
850	0,17	42,6	0,03	-85,4	0,02	242,4
900	0,02	-3,1	0,001	123,3	0,001	94,5
950	0,23	-8,1	0,05	218,8	0,03	183,7

З врахуванням результатів отриманих в п.п 2.2.5.1 імовірність забезпечення якості електричної енергії за несинусоїдності напруг можна визначати за виразом:

$$P_{KU} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} \left[\prod_{v=1}^{40} \left(\prod_{k=1}^m p_{i,v,k} \left(U_{дж\ i,v,k} \leq U_{дж_дон\ i,v,k} \right) \right) \right]. \quad (2.31)$$

Результати моделювання наведені на рисунку 2.24 та таблиці 2.1 підтверджують описані міркування.

Висновки до розділу 2

1. Електричні мережі з відновлюваними джерелами енергії є складними об'єктами, розв'язання задачі оцінювання їх якості функціонування не можливо без декомпозиції. В роботі пропонується виконувати декомпозицію шляхом розбиття процесу функціонування на стани, які відповідають структурі електричної мережі і стану її елементів. В межах кожного стану виконується аналіз складових інтегрального показника якості функціонування.

2. Формування графу станів і подальший аналіз структурної надійності електричних мереж пропонується виконувати засобами теорії марковських процесів. Для розширення меж застосування методу оцінювання якості функціонування на випадки з розподілами відмов та відновлень, які відрізняються від експоненціальних, пропонується переходити до Вейбулл-Марковської моделі оцінювання ймовірностей виникнення станів графу функціонування, що є випадком напівмарковського процесу. Вейбулл-Марковська модель ґрунтується на однорідній марковській моделі і відносно просто реалізується.

3. Визначальною характеристикою відновлюваних джерел енергії є стохастичний характер режиму генерування. Оскільки визначальним для забезпечення якісного електропостачання є співпадання графіків генерування і споживання, то розроблено підхід для визначення характеристик імовірнісного процесу, який ґрунтується на використанні Гаусових сумішей. Його використання розширено на визначення складових якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії.

4. Оскільки оцінювання якості функціонування здійснюється по відношенню до «ідеального» режиму, то в розділі показано теоретичні засади визначення такого режиму, які ґрунтуються на застосуванні принципу найменшої дії та теорії подібності. Використання такого підходу дозволяє звести оцінювання складових економічності та якості електричної енергії до аналізу струмів, потужностей у вузлах приєднання споживачів та джерел енергії.

РОЗДІЛ 3

ВИЗНАЧЕННЯ ІНТЕГРАЛЬНОГО ПОКАЗНИКА ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЛОКАЛЬНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ

Поява джерел електричної енергії в розподільних електричних мережах надає їм ознак локальної електричної системи. Розроблений підхід для оцінювання якості функціонування дозволяє дати оцінку не лише поточному стану електричних мереж, але й оцінити перспективи розбудови в них відновлюваних джерел енергії. Інтегрування в одному показникові характеристик різних сторін функціонування електричних мереж дозволяє перейти від векторної задачі до скалярної (див. рис. 3.1) [194]. Цим можна спростити побудову алгоритмів оптимізації розвитку електричних мереж з врахуванням відновлюваних джерел енергії в них.

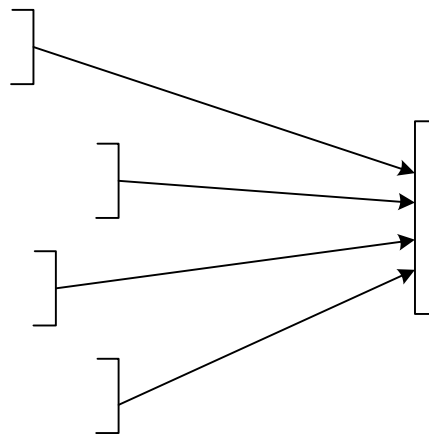


Рис. 3.1. Формування інтегрального показника якості функціонування локальної електричної системи

3.1. Комплексне оцінювання якості функціонування розподільних електричних мереж

3.1.1. Загальні положення комплексного оцінювання якості функціонування розподільних електричних мереж

Методи отримання складових інтегрального показника якості функціонування, розроблені в розділі 2, дозволяють визначити коефіцієнт

якості функціонування певного стану i [102]. Вираз має такий вигляд:

$$\Phi_i = P_{\delta i} \cdot P_{\Delta P i} \cdot P_{U i} \cdot P_{K_{U i}}, \quad (3.1)$$

де $P_{\delta i}$ – імовірність забезпечення балансової надійності; $P_{\Delta P i}$ – імовірність відповідності фактичних режимів «ідеальному» за втратами активної потужності; $P_{U i}$ – імовірність забезпечення нормативних відхилень напруги у вузлах мережі; $P_{K_{U i}}$ – імовірність забезпечення нормативних спотворень синусоїди напруг.

З врахуванням (3.1) інтегральний показник якості функціонування визначається за виразом:

$$E = \sum_{i=m} (p_i \Phi_i), \quad (3.2)$$

де m – кількість робочих станів ЛЕС. Вираз (3.2) відповідає виразу (1.4) [15].

Проілюструємо кількісне оцінювання якості функціонування електричної мережі на прикладі схеми, наведеної на рис. 3.2. Оцінювання якості цієї мережі будемо проводити з урахуванням відхилення напруги.

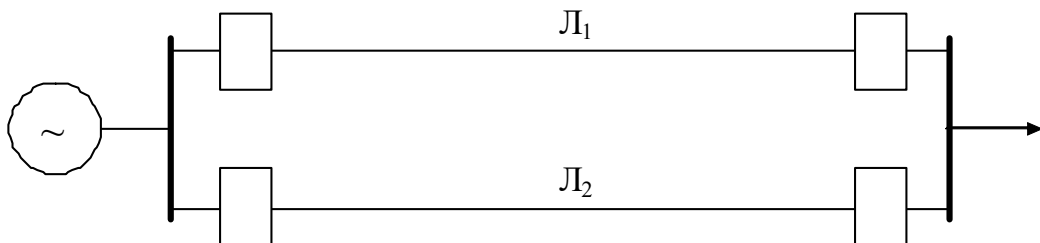


Рис. 3.2. Розподільна електрична мережа

Для цієї схеми граф зміни станів матиме вигляд, наведений на рис. 3.3.

Пояснення станів такі:

- стан 1 – обидві лінії працюють;
- стан 2 – лінія Л1 відмовила, Л2 працює;
- стан 3 – лінія Л2 відмовила, Л1 працює;
- стан 4 – обидві лінії відмовили.

Під час побудови графу прийнято допущення щодо ідеальної надійності

автоматики та релейного захисту, застосованого в цій системі.

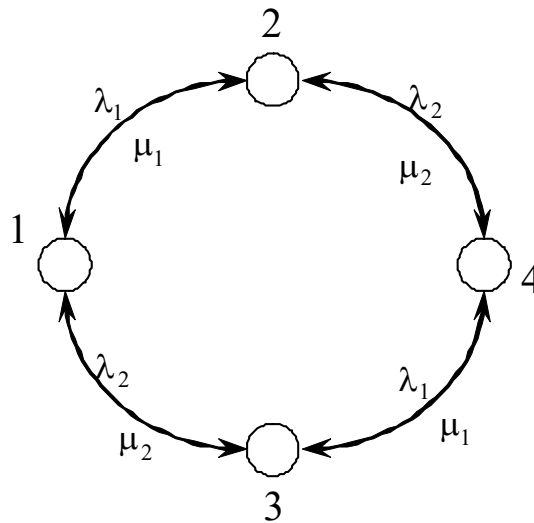


Рис. 3.3. Граф станів системи

За графом (рис. 3.3), використовуючи моделі однорідної марковської мережі, визначають імовірності робочих станів p_i .

Для розглянутої розподільної мережі критеріальна модель матиме такий вигляд:

$$E = p_1 \cdot P_1[V_{min} \leq V \leq V_{max}] + p_2 \cdot P_2[V_{min} \leq V \leq V_{max}] + p_3 \cdot P_3[V_{min} \leq V \leq V_{max}] \quad (3.3)$$

Для визначення імовірності відповідності відхилень напруги ГОСТ $P_j[V_{min} \leq V \leq V_{max}]$ побудовано залежність $V_{\Pi}(t)$ [131]. Графік зміни відхилень напруги можна побудувати за таким співвідношенням:

$$V_{\Pi} = \frac{U_{*\Pi} U_{\sigma} - U_H}{U_H}, \quad (3.4)$$

де U_H – номінальна напруга мережі, яка розглядається; U_{σ} – базове значення напруги; $U_{*\Pi}$ – відносне значення напруги пункту споживання, визначене за кривою $U_{*\Pi} = f(S)$, де S – потужність пункту споживання.

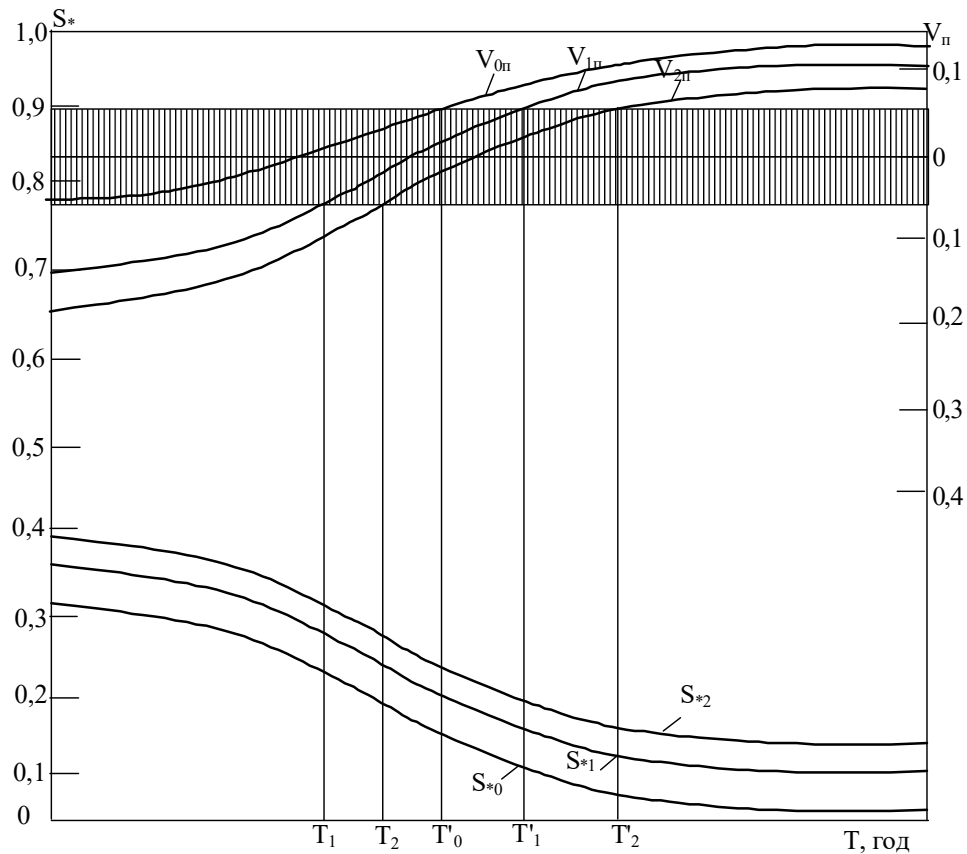


Рис. 3.4. Залежність відхилень напруги в часі від графіка навантаження

Оскільки повний опір лінії Z_L і відношення активного та реактивного опорів лінії $\frac{r_L}{x_L}$ різні для кожного з станів системи $i=0,1,2$, то для кожного з них повинен бути побудований графік $V_{iп}(t)$ (рис. 3.4). На цьому ж рисунку показана область допустимих значень відхилення напруги в місці приєднання навантаження (заштрихована смуга). Ділянки кривих $V_{iп}(t)$, які знаходяться в межах допустимих відхилень, є ділянками ефективними, з огляду на забезпечення режиму напруги. Тоді

$$P[V_{min} \leq V \leq V_{max}] = \frac{T_e}{T}, \quad (3.5)$$

де T_e – проміжок часу, протягом якого дотримується умова $V_{min} \leq V \leq V_{max}$; T – число годин роботи системи електропостачання протягом року.

З урахуванням рис. 3.4 (3.3) можна переписати

$$E = p_1 \cdot \left(\frac{T'_1}{T} \right) + p_2 \cdot \left(\frac{T'_2 - T_2}{T} \right) + p_3 \cdot \left(\frac{T'_3 - T_3}{T} \right).$$

Необхідно зазначити, що під час розв'язання практичних задач необхідно наносити не одну, а дві області допустимих значень відхилення напруги: одну для стану $i=1$ й іншу для стану $i \neq 1$, при цьому друга область буде більша за першу, оскільки чинне нормативне положення допускає збільшення меж відхилення напруги в післяаварійних режимах.

Вихідні дані для розрахунку якості функціонування наведені в табл. 3.1. Дані наведені для трьох ситуацій: розподільна мережа тільки введена в експлуатацію; проведено реконструкцію мережі; мережа потребує повної заміни.

Результати розрахунків з урахуванням зміни ймовірності відхилення напруги в стані 1 наведені на рис. 3.5. Проаналізувавши його, можна зробити висновок, що за надійної мережі зміна якості електроенергії практично не впливає на якість функціонування (випадок 1). Аналогічний висновок можна зробити і за ненадійної мережі (випадок 3). Для проміжного варіанта за надійністю (варіант 2) якість функціонування системи електропостачання визначається не лише надійністю, але й якістю електроенергії.

Таблиця 3.1. Вихідні дані для оцінювання структурної надійності для схеми на рис. 3.2

	Параметри надійності	Кабельна лінія Л1	Кабельна лінія Л2
1. Обидві лінії на початку експлуатації	λ (1/рік)	0,02	0,02
	μ (1/рік)	292	292
2. Перша лінія після певного терміну експлуатації	λ (1/рік)	10	0,02
	μ (1/рік)	292	292
3. Лінії потребують повної заміни	λ (1/рік)	100	100
	μ (1/рік)	100	100

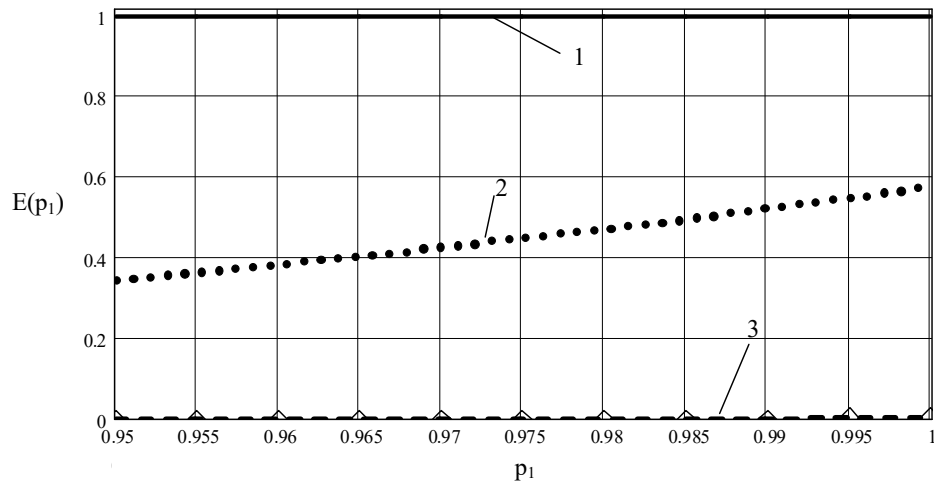


Рис. 3.5. Залежність показника якості функціонування від якості електроенергії

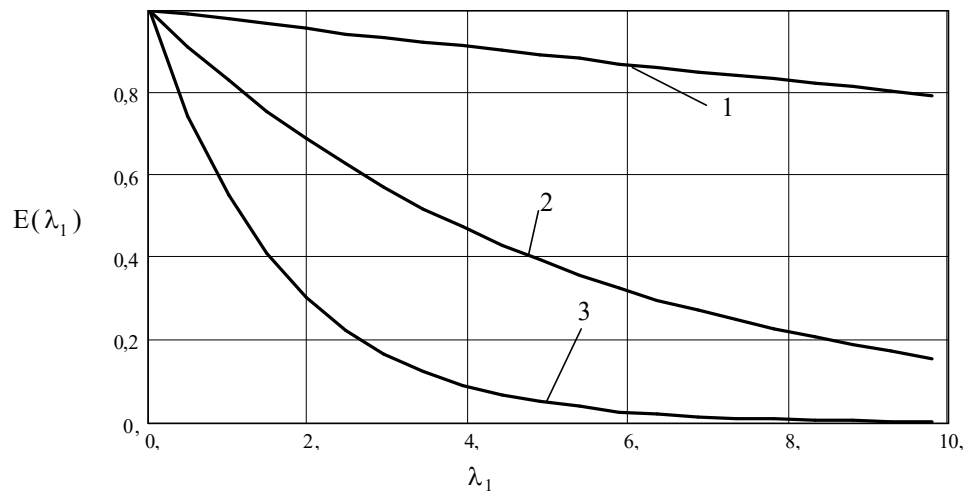


Рис. 3.6. Залежність показника якості функціонування від зміни інтенсивності відмов лінії Л1

За результатами розрахунку, які наведені на рис. 3.6, можна зробити висновки щодо зміни якості функціонування в залежності від зміни інтенсивності відмов λ_1 кабельної лінії Л1. При цьому розглянуто три випадки, які відрізняються якістю електроенергії:

1 – імовірність відповідності відхилення напруги ГОСТ в стані 1, 2 та 3 відповідно 1; 0,98; 0,98;

2 – імовірність відповідності відхилення напруги ГОСТ в стані 1, 2 та 3 відповідно 0,98; 0,97; 0,97;

3 – імовірність відповідності відхилення напруги ГОСТ в стані 1, 2 та 3 відповідно 0,98; 0,95; 0,95.

На рис. 3.7 зображено результати аналізу впливу на показник якості функціонування модернізації схеми 1 (рис. 3.8) шляхом додаткового встановлення запобіжників і відокремлювачів.

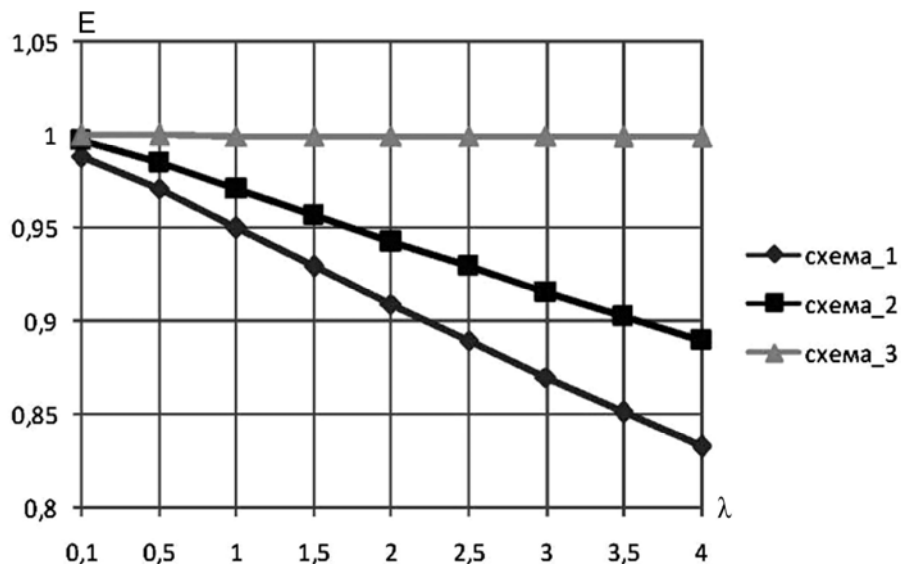


Рис. 3.7. Оцінка якості функціонування варіантів схем без врахування якості електроенергії ($P(V)=1$)

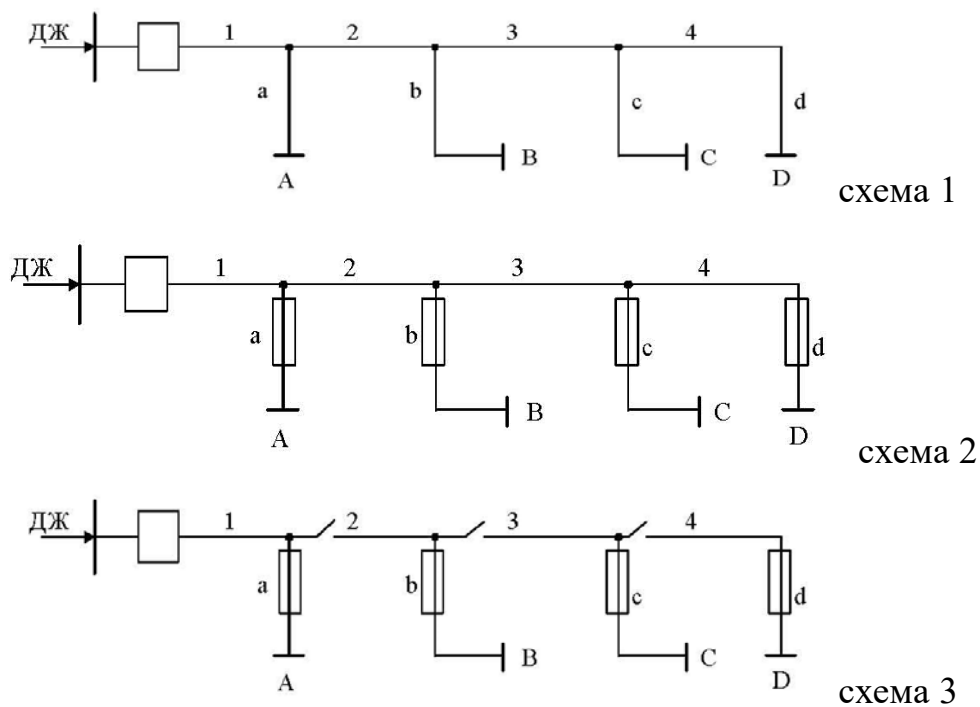


Рис. 3.8. Варіанти модернізації схеми живлення споживачів пунктів А, В, С, D

На рисунках 3.9, 3.10 та 3.11 ілюструється залежність показника якості функціонування ЕМ від зміни якості напруги в мережі і по відношенню до конкретних підстанцій.

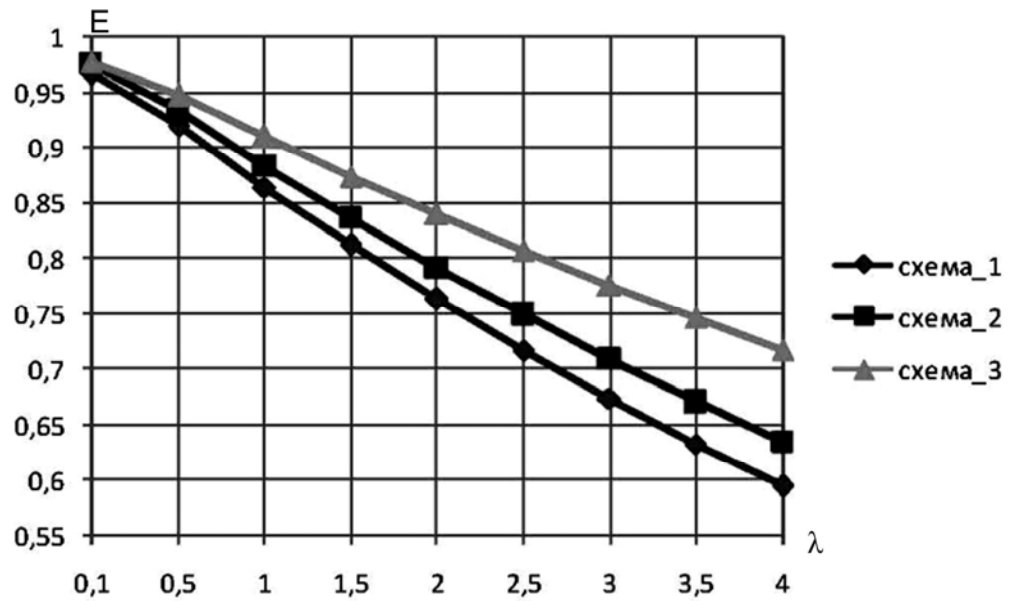


Рис. 3.9. Оцінка якості функціонування варіантів схем для $P(V)=0,98$

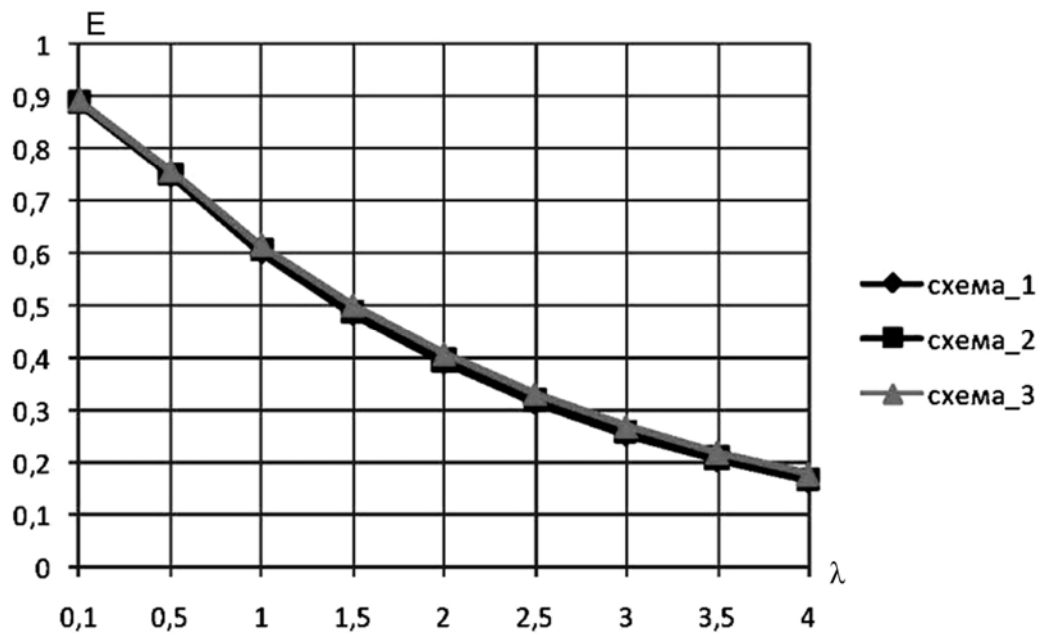


Рис. 3.10. Оцінка якості функціонування варіантів схем для $P(V)=0,95$

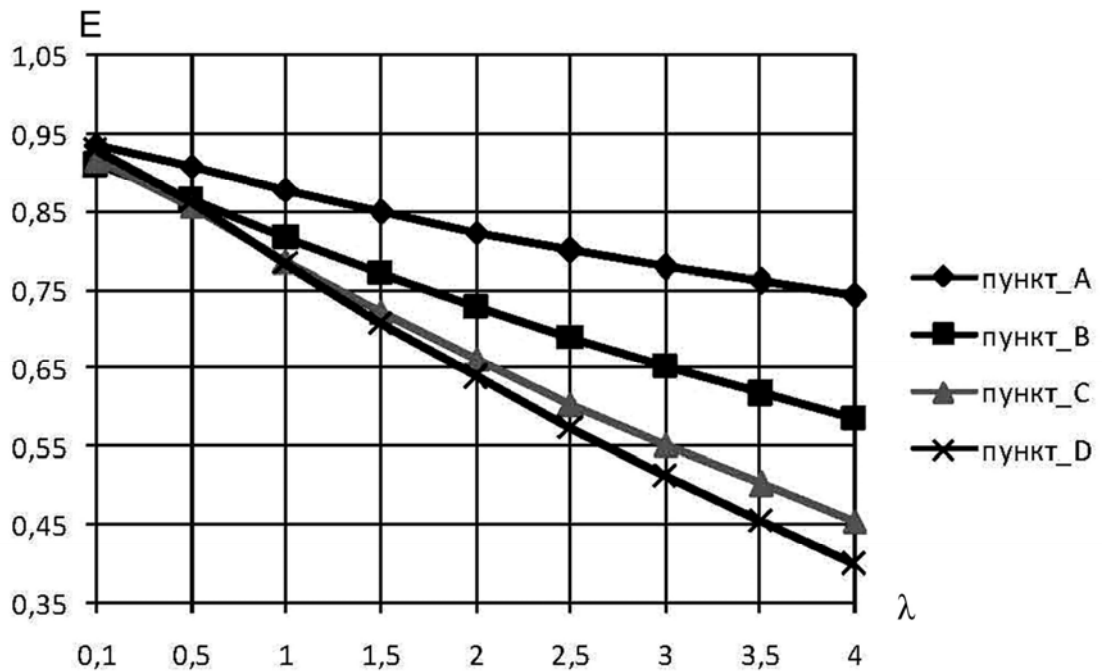


Рис. 3.11. Оцінка якості функціонування пунктів А, В, С, D схеми 3
для $P(V)=0,98$

Оцінювання виконується по відношенню до «ідеального» режиму, тому порівняння різних варіантів систем передачі та розподілу електроенергії можна виконувати без визначення техніко-економічних показників. Отримані результати дають можливість розроблення поетапного плану реконструкції розподільних електричних мереж, яка є необхідною з огляду на поступове зростання електроспоживання.

3.1.2. Врахування індивідуальних особливостей під час оцінювання якості функціонування розподільних електричних мереж

Завдяки тому, що за базовий режим прийнято «ідеальний» режим, то за показником якості функціонування можна порівнювати різні електричні мережі між собою. Це дозволить аналізувати різні схемні рішення між собою і розробляти напрямки їх вдосконалення. Під час розроблення стратегій реконструкції електричних мереж необхідно враховувати індивідуальні особливості споживачів. Оскільки кожен споживач, внаслідок своїх

особливостей, надає більшу перевагу одним складовим якості функціонування, а іншим меншу, то в (3.2) для розв'язання задач розвитку електричних мереж необхідно передбачити врахування побажань споживачів.

Розв'язати задачу врахування індивідуальних особливостей споживачів в показникові якості функціонування електричної мережі можна шляхом введення вагових коефіцієнтів[17] і приведення (3.2) до виду:

$$E_{\kappa} = \sum_{i=m} \left(p_i \left(P_{\delta 1,i}^{\alpha} \cdot P_{\Delta P 2,i}^{\beta} \cdot P_{U 3,i}^{\chi} \cdot P_{K_U 4,i}^{\eta} \right) \right), \quad (3.6)$$

де $\alpha, \beta, \chi, \eta$ – вагові коефіцієнти ($\alpha + \beta + \chi + \eta = 1$).

Надання переваги одним зі складових показника функціональної готовності електричних мереж впливає на значення інтегрального показника. Так, на рисунку 3.12 показано залежність $E = f(P_{\delta})$ для випадку надання переваги надійності електропостачання над якістю електроенергії і економічністю.

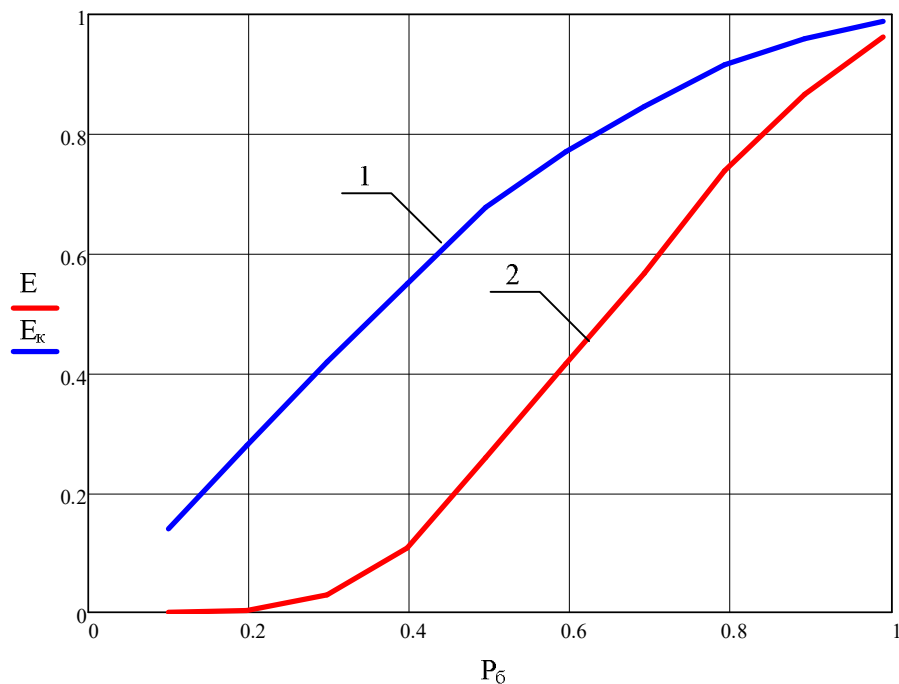


Рис. 3.12. Залежність $E = f(P_{\delta})$ для випадку надання переваги надійності електропостачання над якістю електроенергії і економічністю (крива 1) та без виділення окремих складових (крива 2)

Методологія оцінювання якості функціонування електричної мережі не накладає обмежень на метод визначення вагових коефіцієнтів.

3.2 Алгоритми та програмна реалізація оцінювання складових якості функціонування ЕМ

3.2.1 Алгоритм оцінювання забезпечення балансової надійності

Масиви структурованих даних дозволяють спростити алгоритми для визначення показників балансової надійності. Як було показано, найбільш інформативними показниками балансової надійності з огляду на врахування впливу ВДЕ є коефіцієнт забезпечення балансу.

Розглянемо детальніше запропоновані алгоритми. Суть алгоритму визначення коефіцієнта забезпечення балансу (див. рис. 3.13) полягає у порівнянні можливих ступенів генерування протягом певної години доби з можливими ступенями електроспоживання для цього ж моменту доби.

Так, відповідно до алгоритму (рис.3.13) відбувається перевірка відповідності рівня генерування рівню споживання. Зрозуміло, що протягом року добові графіки генерування ВДЕ змінюються, так само як і добові графіки електроспоживання. Отже, імовірні випадки забезпечення балансу між генерованою і спожитою електричною енергією. При цьому імовірності цих рівнів споживання додаються. У випадку незабезпечення балансу потужності можливостями ВДЕ відповідні імовірності не враховуються. Після порівняння всіх можливих ступенів споживання з відповідним рівнем генерування, що відповідає певному часовому проміжку доби, сума покритих рівнів споживання множиться на імовірність появи цього рівня генерації. Далі процес повторюється для іншої ступені генерування.

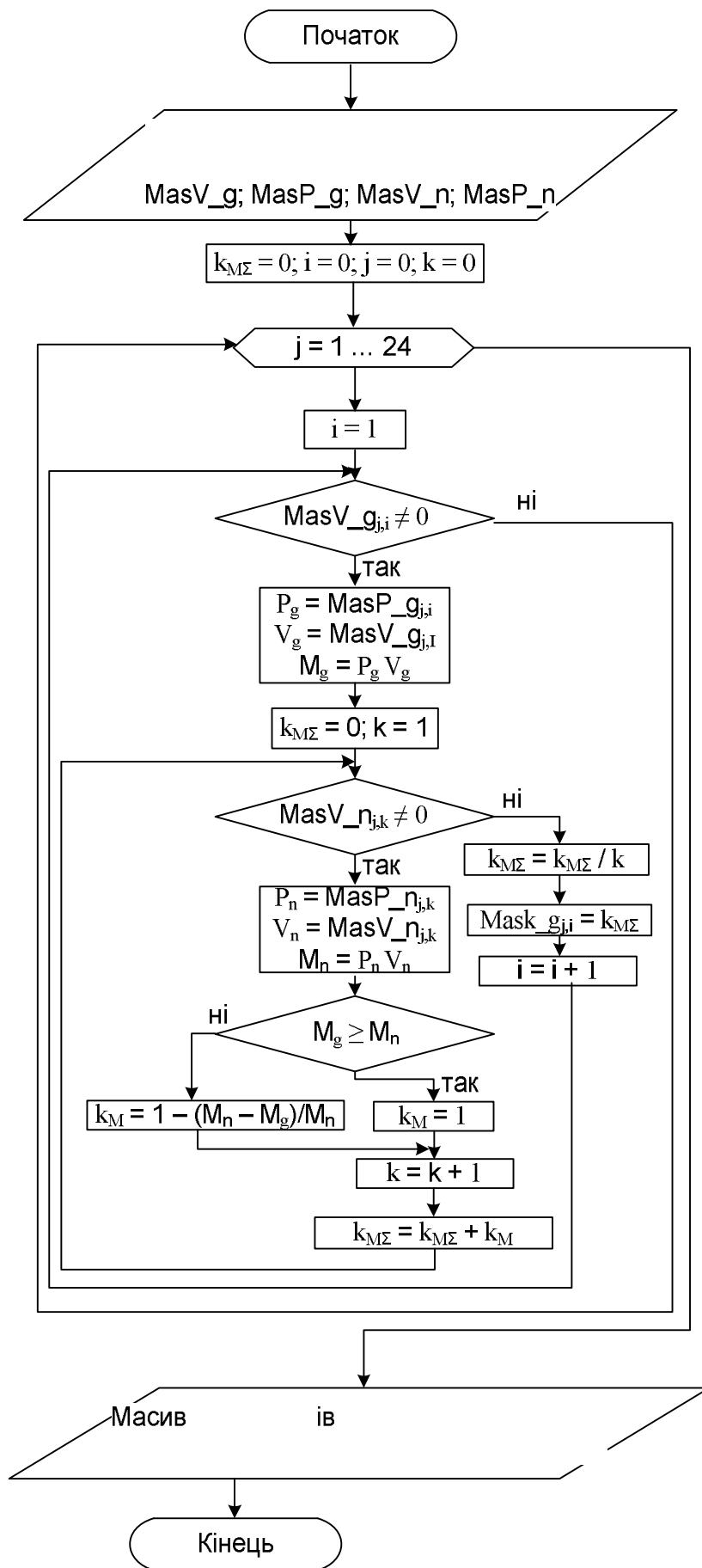


Рис. 3.13. Алгоритм визначення коефіцієнта забезпечення балансу

По завершенню перебору всіх ступенів генерування результуюче значення імовірності забезпечення балансу множиться на імовірність появи цього періоду часу. Якщо мова йде про почасовий графік, то ця імовірність визначається як $1/24$.

Алгоритм реалізовано програмно, на базі ПК «Втрати-10/0.4 (РДЕ)»[72]. Вигляд відповідного вікна показано на рисунку 3.14.

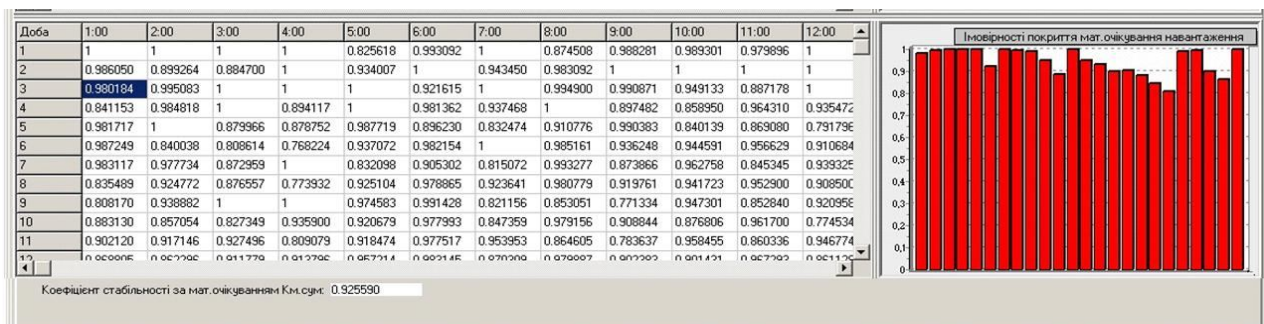


Рис. 3.14. Результати визначення коефіцієнта забезпечення балансу

Імовірність забезпечення балансу по кожній годині доби визначається окремо. Після повного аналізу визначається загальне значення коефіцієнту забезпечення балансу для певного періоду функціонування.

3.2.2. Алгоритм оцінювання якості напруги

В залежності від співвідношення генерованої потужності ВДЕ і споживаної потужності на фідері, до якого підключено джерело, якість напруги може змінюватись. Тому пропонується обчислювати коефіцієнт якості напруги за формулою:

$$P_{Ui} = \prod_j p_{Uij}, \quad (3.7)$$

де j – номер вузла навантаження; p_{Uij} – імовірність знаходження відхилення напруги у вузлі j в межах норми протягом доби i .

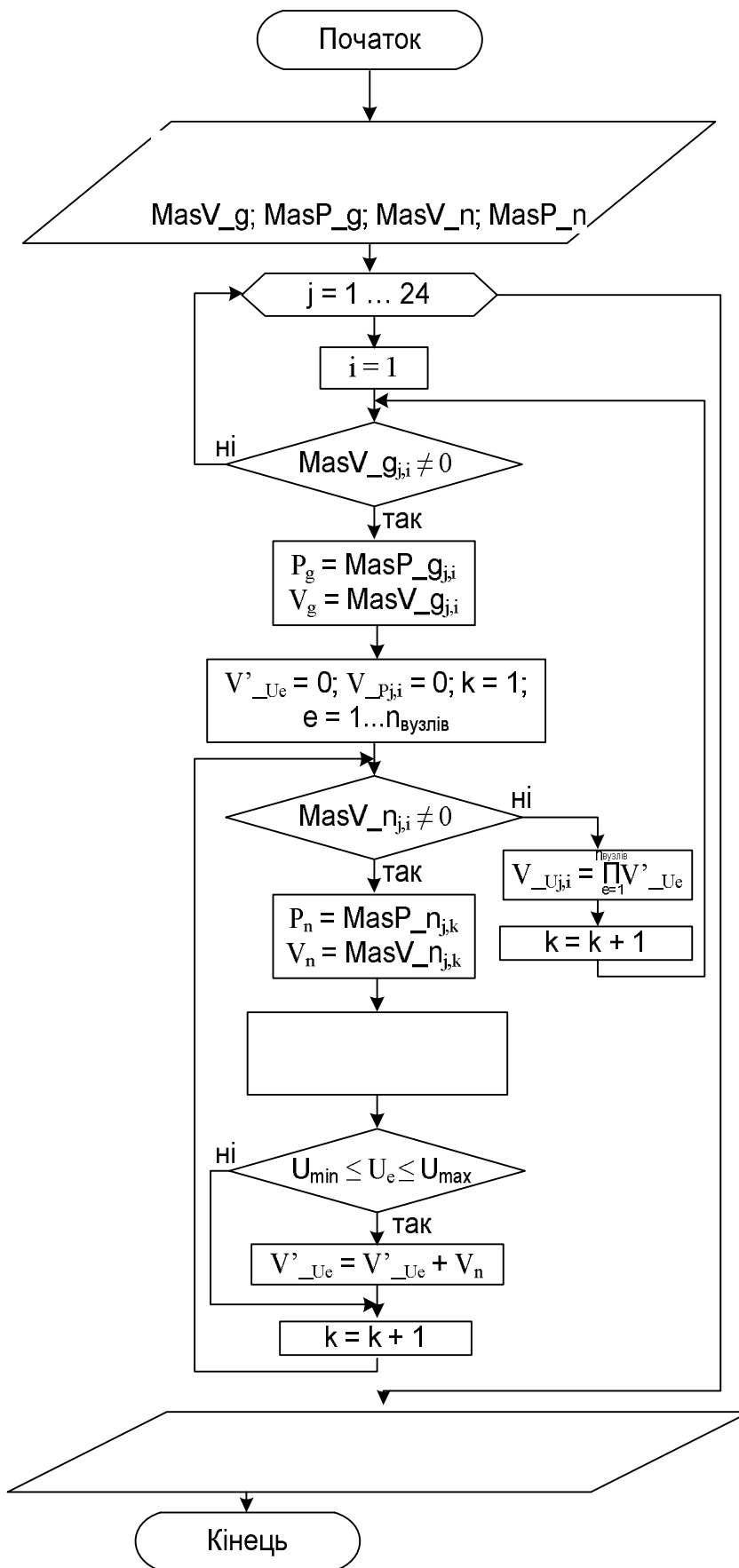


Рис. 3.15. Алгоритм визначення показників якості напруги

Ймовірність p_{Uij} можна визначити за формулою:

$$p_{Uij} = \frac{t_2 - t_1}{24}. \quad (3.8)$$

Алгоритм оцінювання режимних показників передбачає розрахунок усталеного режиму. Усталений режим розраховується, виходячи з даних, які містяться у масивах структурованих вихідних даних, що дозволяє зменшити об'єм обчислень.

За результатами розрахунків усталеного режиму аналізуються значення рівнів напруги у вузлах мережі у відповідності до норм $\pm 5\%$. Щодо нормативного значення втрат активної потужності, то для кожної районної електричної мережі він індивідуальний, методи їх визначення описані в [42, 87, 119, 120, 173].

На рис.3.15 та 3.16 показано алгоритм та проміжні і остаточний результат визначення показників якості напруги відповідно.

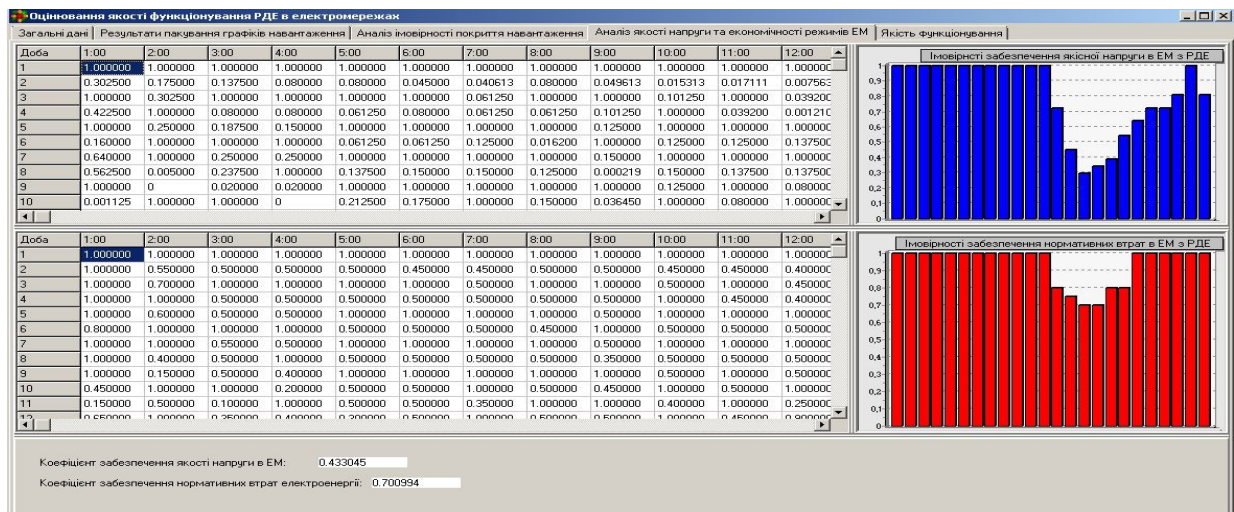


Рис. 3.16. Результати визначення показників якості напруги

Показники якості напруги виражаються ймовірностями перебування значення напруги в допустимих межах. За алгоритмом, якщо, наприклад, напруга у вузлі знаходиться у межах $\pm 5\%$, то ймовірність цього рівня споживання додається до ймовірностей інших рівнів, для яких напруга у вузлі відповідала нормі. Після перевірки всіх можливих рівнів електроспоживання,

для відповідного часу доби, результуючі значення ймовірностей по кожному з вузлів перемножуються між собою. Зрозуміло, що невідповідність напруги хоча б в одному вузлі одразу буде відобразитись на значення коефіцієнта якості напруги.

3.2.3. Алгоритм оцінювання інтегрального показника якості функціонування

Для оцінювання інтегрального показника якості функціонування (3.2) необхідно оцінити якість функціонування певного стану Φ_i . Для цього розроблено алгоритм (див. рис. 3.17) та виконана його програмна реалізація в ПК «Втрати-10/0.4 (РДЕ)».

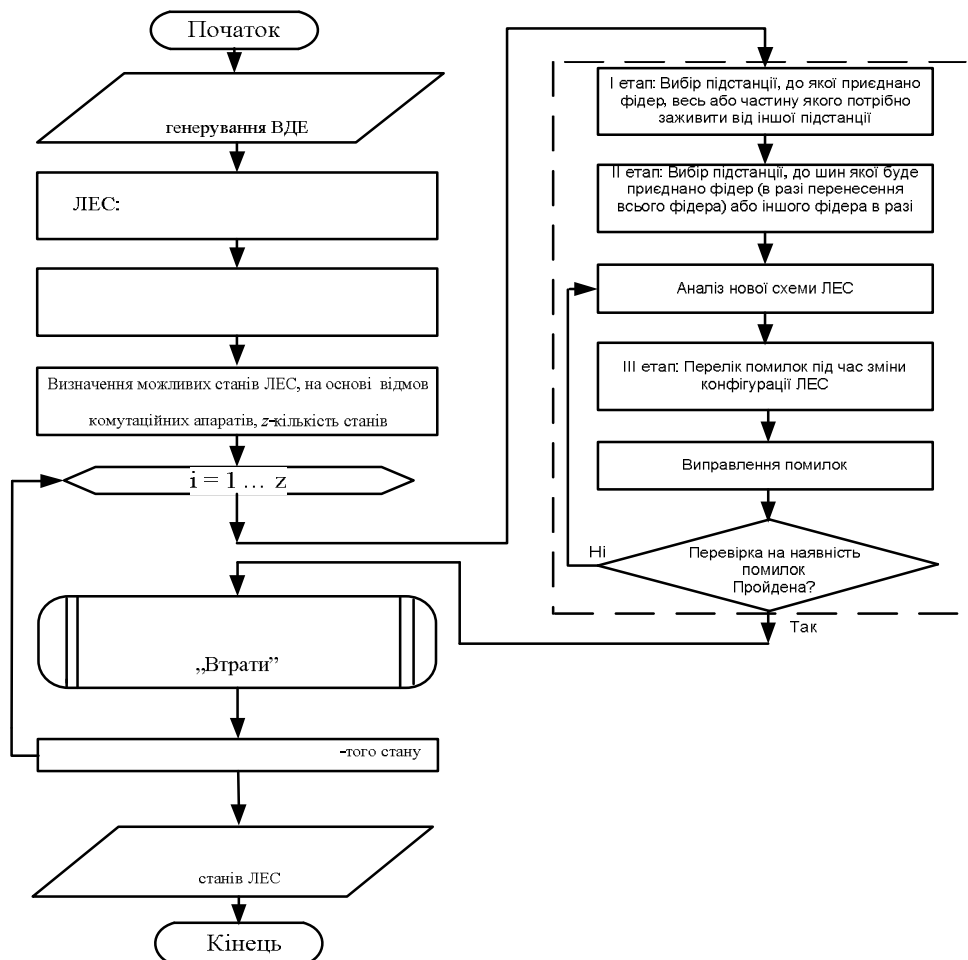


Рис. 3.17. Алгоритм визначення інтегрального показника якості функціонування для різних станів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії

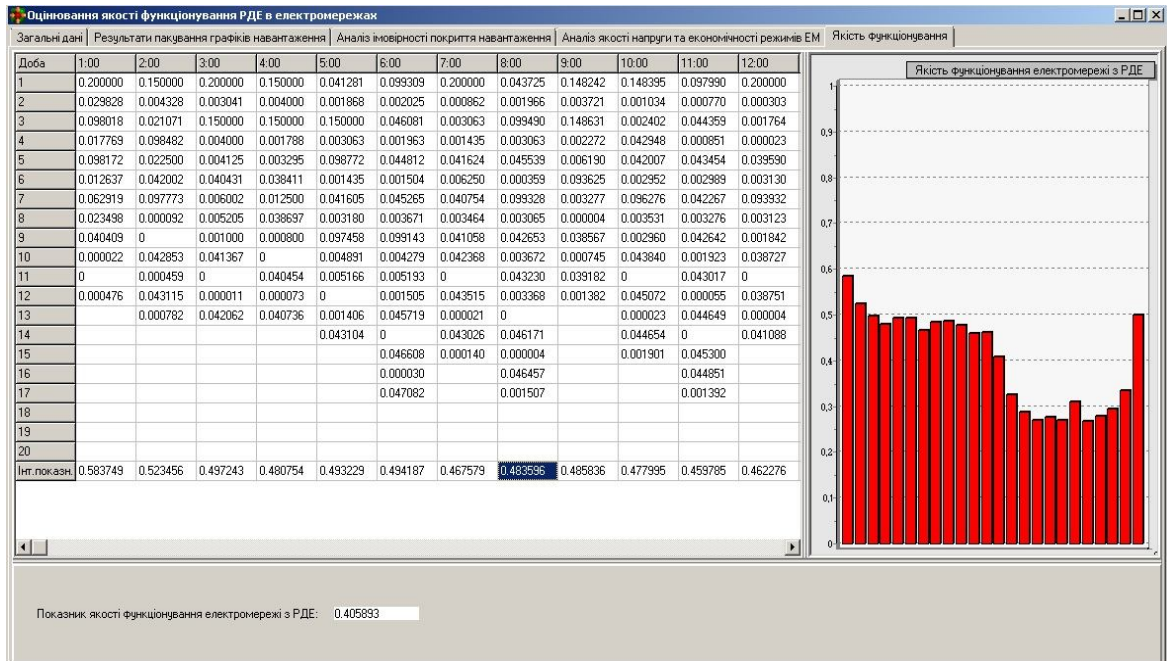


Рис. 3.18. Результати визначення показника якості функціонування для різних станів електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії

На рис. 3.18 показано результати визначення показника якості функціонування для різних станів. При цьому якість функціонування електричної мережі визначалась в різних станах та на різних часових проміжках, оскільки в цьому випадку можна дати оцінку впливу відновлюваних джерел енергії.

3.3. Економічне оцінювання якості функціонування

Коли приймається рішення про те, який рівень якості функціонування планується для локальної електричної системи на майбутнє, то необхідно враховувати додаткові витрати, необхідні для підвищення якості функціонування, вигоди, які можуть бути від цього отримані. Необхідно оптимізувати і визначати ті частини ЛЕС, на підвищення якості функціонування яких повинні бути спрямовані додаткові капіталовкладення. Мета полягає в тому, щоб забезпечити деякий оптимальний баланс між ефектом від підвищення якості функціонування й витратами на це підвищення. Розглянемо деякі міркування, якими можна керуватися при такому підході до

вирішення цієї задачі.

По-перше, труднощі при визначенні економічного ефекту пов'язані з тим, що цей ефект різний для кожного споживача, для різних частин мережі й для системи в цілому. Тому для будь-якого економічного аналізу необхідно точно вказувати, для якої системи або для якого вузла навантаження шукається оптимум. По-друге, якість функціонування мережі або якість електропостачання споживача часто може змінюватися в результаті всіляких заходів, кожен з яких вимагає своїх специфічних витрат. Наприклад, надійність електропостачання деякого вузла навантаження може змінитися в результаті змін, зроблених у системі генерування або в розподільній електричній мережі. Визначити, у які частини мережі найбільше доцільно вкладати додаткові кошти, нелегко, але, звичайно, ясно, що саме від рішення цього питання в чималому залежить ефективність капіталовкладень.

Електропостачальна організація повинна намагатися досягнути мінімуму функції:

$$\delta Z = \delta Z_{\text{од}} + \delta Z_c, \quad (3.9)$$

де δZ – мінімізуюча функція, яка визначає ефективність функціонування мережі; $\delta Z_{\text{од}}$ – додаткові втрати на відновлення і реконструкцію елементів ЕМ; δZ_c – очікувані значення компенсації споживачам за ненадійне електропостачання або електропостачання неякісною електричною енергією.

Отже, ефективність роботи ЕМ буде визначатись, з одного боку, значенням додаткових витрат від невідповідного рівня електропостачання δZ_c , а з іншого, витратами на відновлення і реконструкцію ЕМ [66].

За повної надійності елементів електричної мережі додаткові витрати в системі дорівнюють нулю. З іншого боку, якщо система працює за схемою, яка продиктована лише міркуванням будь-що надати споживачу електроенергію, не дивлячись на відхилення з щодо її якості, то додаткові втрати максимальні.

Приведені міркування свідчать про необхідність знаходження компромісу між зростанням додаткових витрат і якості функціонування мережі, оскільки ці

фактори взаємно суперечливі (рис. 3.19).

Для аналізу результатів оптимальних розрахунків і оцінки необхідних дій і їх наслідків доцільно цільову функцію (3.8) привести до критеріального виду:

$$\delta Z_* = \frac{\delta Z}{\delta Z_{min}} = \delta Z_{ood*} + \delta Z_{c*}, \quad (3.10)$$

де δZ_{min} – мінімальні втрати, які відповідають оптимальному стану мережі.

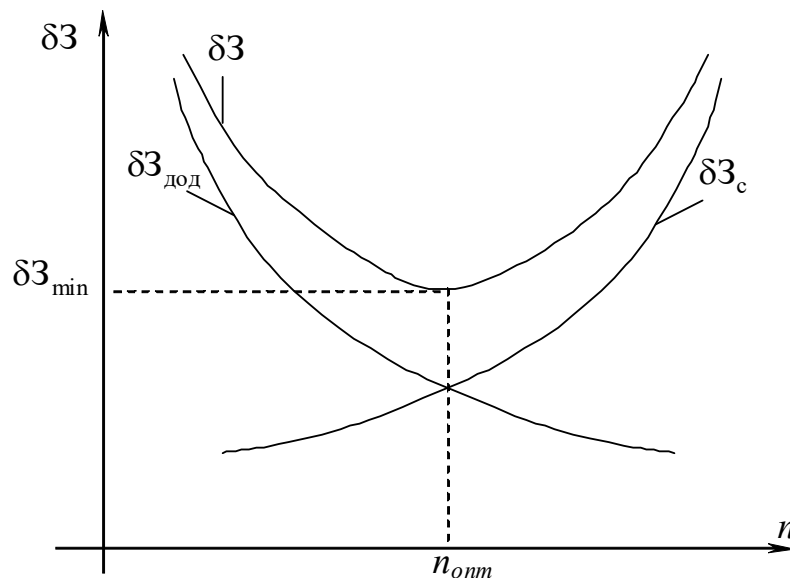


Рис. 3.19. Конкуруючий ефект між δZ_{ood} та δZ_c

Згідно теорії двоїстості [12] до (3.10) можна поставити у відповідність двоїсту задачу (в даному випадку критерій відмов). Для оптимальних значень p_o (двоїста змінна) та $p_o(A)$ (пряма змінна)

$$d(p_o) = E(p_o(A)),$$

де $d(p_o)$ – мінімальне значення двоїстої функції $d(p)$.

Сформулюємо двоїсту функцію. Оскільки: $\sum_{i=1}^{m+1} p_{oi} = 1$ і $\sum_{i=1}^{m+1} v_{ij} \cdot p_{oi} = 0$ то

можна записати

$$d(p_o) = E(p_o(A))^{\sum_{i=1}^{m+1} p_{oi}} \cdot \frac{1}{\prod_{j=1}^n p_{oj}(A)^{\sum_{i=1}^{m+1} v_{ij} \cdot p_{oi}}}. \quad (3.11)$$

Прологарифмувавши (3.11), отримаємо

$$\ln(d(p_o)) = \ln \left(\frac{E(p_o)^{\sum_{i=1}^{m+1} p_{oi}}}{\prod_{j=1}^n p_{oj}(A)^{\sum_{i=1}^{m+1} v_{ij} \cdot p_{oi}}} \right) = \sum_{i=1}^{m+1} p_{oi} \cdot \ln \left(\frac{E(p_o) \cdot a_i}{\prod_{j=1}^n p_{oj}(A)^{v_{ij}} \cdot a_i} \right) = \sum_{i=1}^{m+1} \ln \left(\frac{a_i}{p_{oi}} \right)^{p_{oi}}. \quad (3.12)$$

Пропотенціювавши (3.12) отримаємо двоїсту функцію

$$d(p_o) = \prod_{i=1}^{m+1} \left(\frac{a_i}{p_{oi}} \right)^{p_{oi}}. \quad (3.13)$$

Приведемо (3.13) до критеріального виду, прийнявши за базове значення двоїсту функцію для «ідеальної», з огляду надійності та якості електричної енергії, розподільної мережі [69]:

$$d_* = \prod_{i=1}^{m+1} \left(\frac{p_{oi}^{p_{oi}}}{p_i^{p_i}} \right).$$

Отримавши значення показника якості функціонування E_* та відмов d_* , можна виконувати оптимізацію витрат на підтримання достатнього рівня якості функціонування розподільної мережі. Для цього використовується конкуруючий ефект між витратами на підвищення надійності і якості електричної енергії та витратами, пов'язаними з недовідпуском електроенергії та незадовільною її якістю:

$$B = B' \cdot E_* + B'' \cdot (d_* - 1),$$

де B' та B'' – відповідно коефіцієнти вартості якості функціонування та відмов, для визначення яких можна використати метод, наведений в [64].

На рис. 3.20 показано конкуруючий ефект між вартістю якості функціонування та відмов в розподільній мережі.

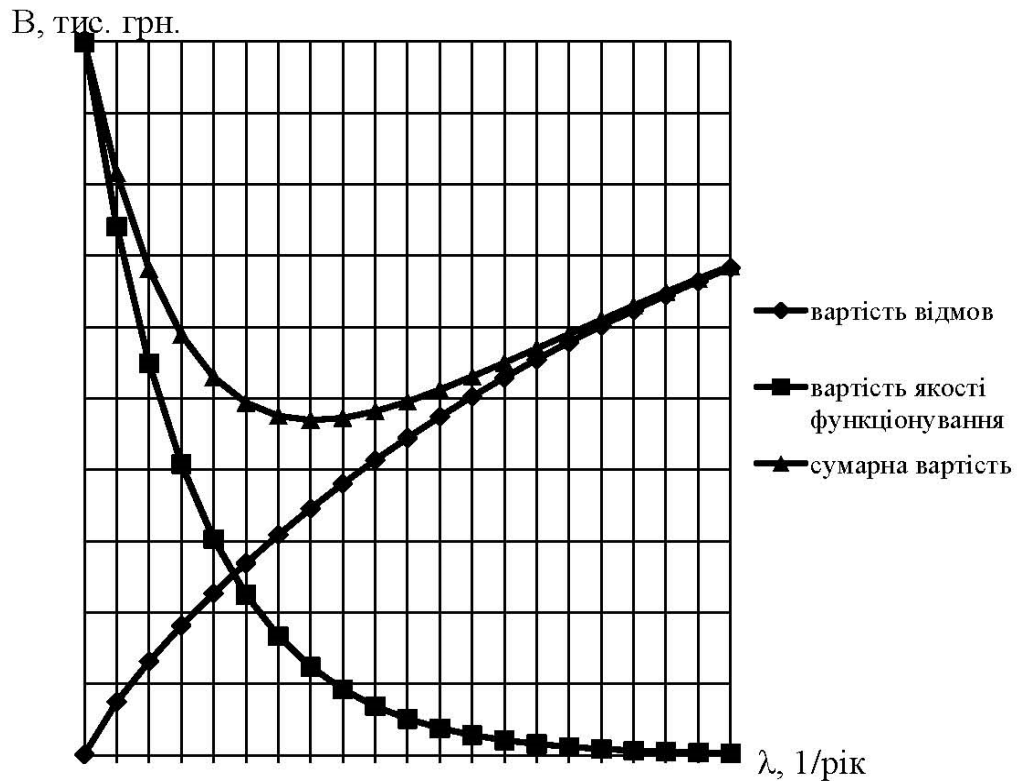


Рис. 3.20. Оцінювання оптимального значення сумарної вартості розподільної електричної мережі

3.4 Застосування методу техніко-економічного оцінювання електричної мережі за показником якості функціонування

Розглянемо, як приклад, мережу, схема якої показана на рис. 3.21. Мережа розбита на фідери за критерієм мінімуму втрат електричної енергії та максимуму якості функціонування. Необхідно оцінити доцільність робіт з відновлення ліній електропередач.

Інформація щодо інтенсивності відмов ділянок мережі (рис. 3.20) показана на рис. 3.22. Планується виконати відновлення найбільш не надійних ділянок: 16-15(12); 14-17(13); 4-11(14); 12-17(15); 6-16(16).

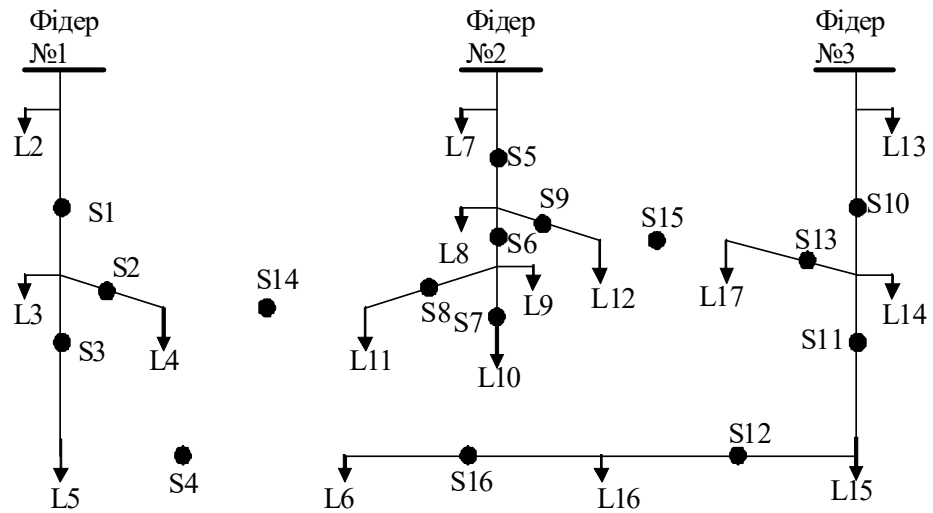


Рис. 3.21. Схема досліджуваної мережі



Рис. 3.22. Зміна інтенсивності відмов ділянок ЛЕП

Найбільший вплив на режим роботи споживача у вузлі 6 має відновлення ділянок 12 та 16. Проведемо оцінку ефективності цих заходів. Для цього визначимо зміну втрат активної потужності протягом року за робочою та ремонтною схемою (див. рис. 3.23). Відновлювальні роботи на зазначених ділянках необхідно виконувати в періоди найменших навантажень.

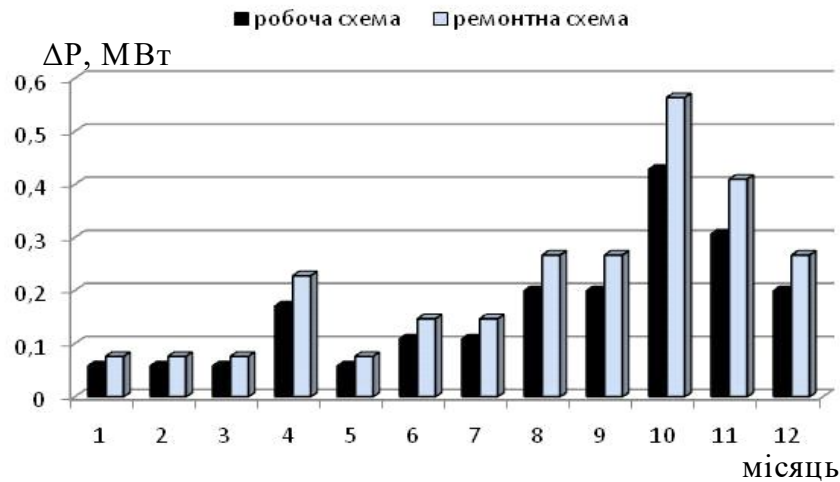


Рис. 3.23. Зміна втрат активної потужності від навантаження вузла 6

Наступним кроком є оцінювання якості функціонування електричної мережі по відношенню до вузла 6. Результати розрахунку ілюструються на рис. 3.24. Оскільки для проведення узагальненого оцінювання необхідно повторити розрахунки для всіх вузлів, то вибирається найгірший варіант за якістю функціонування для кожного з вузлів. В межах роботи розглядається вузол 6, тому подальші оцінки виконаємо для 10 та 11 місяців.

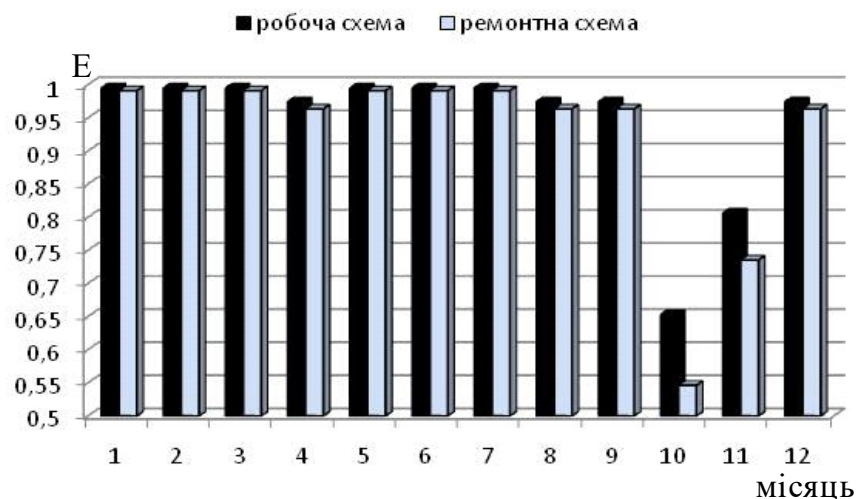


Рис. 3.24. Зміна якості функціонування розподільної електричної мережі по відношенню до вузла 6

Після проведення необхідного об'єму відновлювальних робіт планується досягнути бажаного рівня надійності відповідних ліній електропередач

(рис. 3.21). Зміна показника якості функціонування при цьому показана на рис. 3.25.

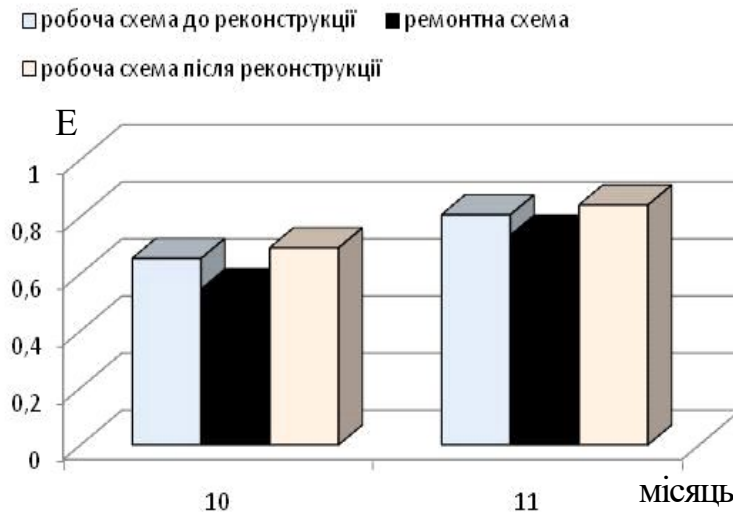


Рис. 3.25. Зміна показника якості функціонування з врахуванням надійності та якості електричної енергії

Для виконання аналізу оцінок робочої схеми до реконструкції, ремонтної схеми та робочої схеми після реконструкції виконані відповідні розрахунки, що показано на рис. 3.26 для 10-го місяця а) та для 11-го місяця б). Для виконання розрахунків вартості втраченої, недовідпущеної та за неякісної електричної енергії взяті на рівні середніх по галузі.

Аналіз отриманих результатів дозволяє констатувати, що за такого рівня готовності розглянутої електричної мережі по відношенню до вузла 6 реконструкція мережі не призведе до суттєвого виграшу. А тому, якщо такий висновок можна зробити за рештою вузлів, то наявні кошти потрібно використати на виконання інших заходів з підвищення якості функціонування, наприклад, для підвищення якості електричної енергії.

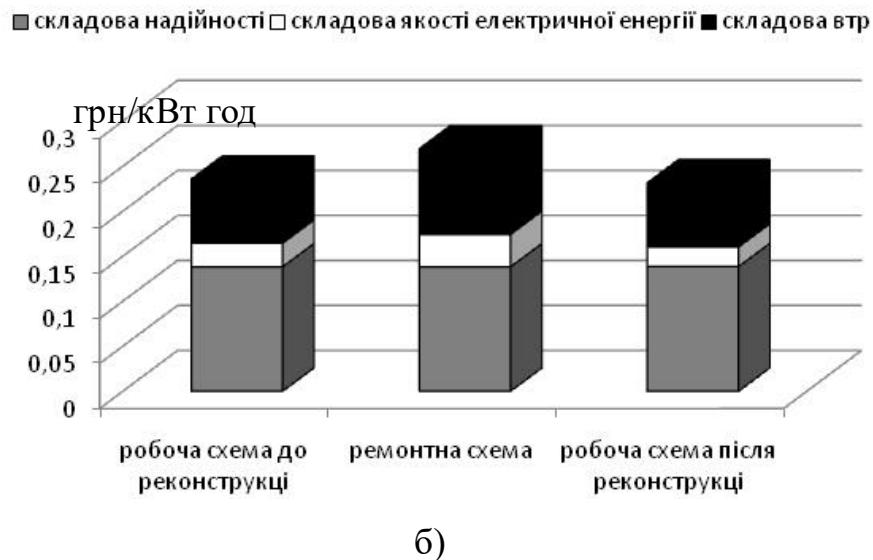
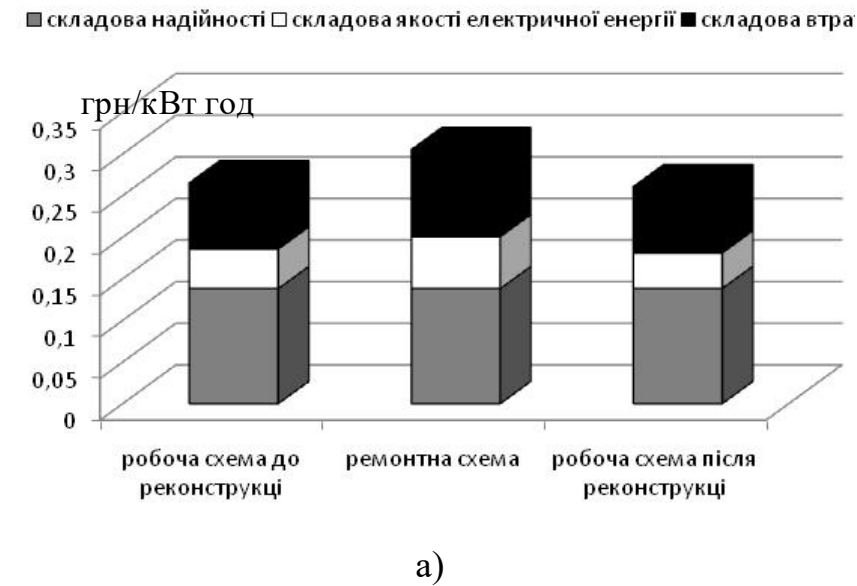


Рис. 3.26. Зміна узагальненої техніко-економічної оцінки

За значеннями складових узагальненої техніко-економічної оцінки (рис. 3.26) можна виконувати планування заходів з подальшого покращення якості функціонування розподільних електричних мереж[101]. Використання критеріальної моделі якості функціонування розподільної електричної мережі дозволяє побудувати відносно не складний алгоритм техніко-економічної оцінки ефективності відновлювальних робіт. За цим алгоритмом можна оцінити реальний рівень якості функціонування та рівень після реконструкції. Порівнюючи затрати, можна зробити висновок щодо доцільності запланованих заходів.

3.5 Узагальнене техніко-економічне оцінювання ефективності реконструкції розподільних електричних мереж

Оптимальний режим роботи розподільних електричних мереж за мінімумом втрат активної потужності не гарантує відповідний рівень виконання покладених на них задач з забезпечення надійного, відповідного нормам якості електричної енергії електропостачання. А саме ці показники виходять на перший план при переході до двохсторонніх договорів.

Для ілюстрації сказаного вище проведемо розрахунок мережі, схема якої показана на рис. 3.21. Значення інтенсивностей відмов ліній електропередавання показані на рис. 3.27.

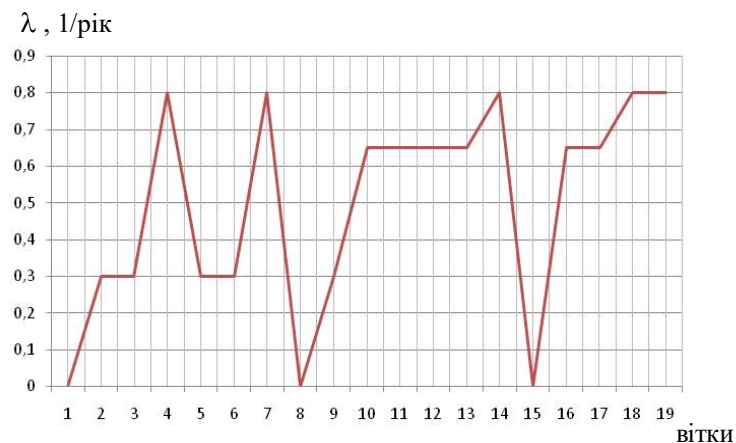


Рис. 3.27. Інтенсивність відмов віток мережі

За моделлю (3.2) можна оцінити показник якості функціонування, за яким визначається об'єм електроенергії, який споживач недоотримає або якість її буде низькою[182]:

$$\bar{W} = (1 - E) \cdot W . \quad (3.14)$$

Оскільки витрати на покриття збитку від неякісної електричної енергії і її недовідпуску різні, то постає задача виділення із загального об'єму електричної енергії, визначеного за (3.14). Розв'язати її можна аналізуючи модель (3.2) з врахуванням якості електричної енергії E'' та без неї E' . Відповідно до (3.14) об'єм недовідпущеної електроенергії буде визначатись так:

$$\bar{W}' = (1 - E') \cdot W , \quad (3.15)$$

а об'єм неякісної електроенергії –

$$\overline{W}'' = (E' - E'') \cdot W. \quad (3.16)$$

Прийнявши вартість втрат електричної енергії на її транспортування в розмірі 6,5 цента, невідпущеної електроенергії – 9,08 долара і енергії невідповідної якості – 45,5 цента, виконано розрахунок відносних витрат B_{Σ} на покриття втрат активної потужності $B_{ВП}$, ненадійного електропостачання $B_{НЕП}$, неякісної потужності $B_{ЯЕЕ}$. Результати розрахунків показано на рис. 3.28 (номери схеми відповідають таким розімкненим віткам: 1 – 11-9; 12-17; 6-16; 2 – 4-11; 12-17; 6-16; 3 – 11-9; 14-17; 6-16; 4 – 11-9; 12-17; 16-15; 5 – 4-11; 14-17; 16-15).

Співвідношення складових відносних витрат (рис. 3.29) зроблене за результатами розрахунків (рис. 3.28) доводить, що співвідношення між складовими найбільш імовірних витрат на електропостачання споживачів змінюються в залежності від схеми мережі. Оскільки місця розмикання вибирались за мінімумом втрат, то видно що ця складова менша. Тому лише проведення комплексної оцінки дозволить знайти компромісні рішення щодо якісного електропостачання.

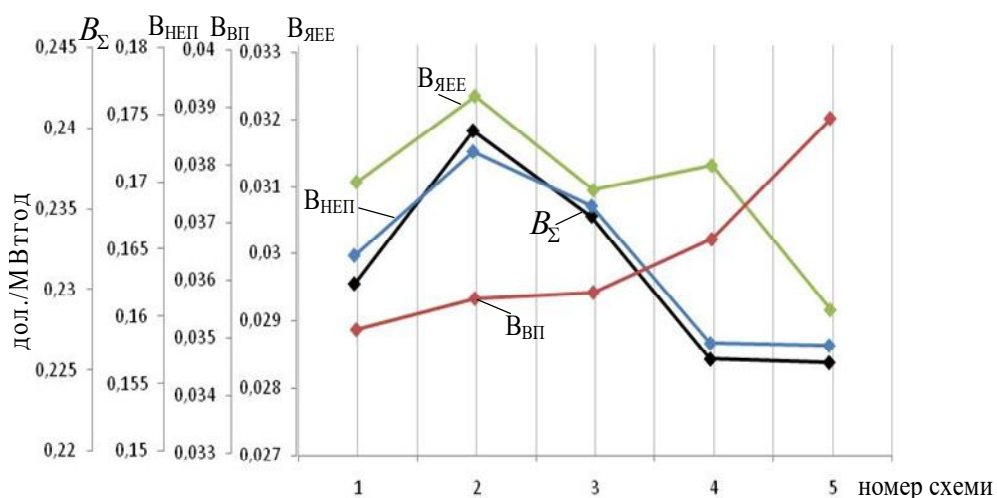


Рис. 3.28. Зміни відносних витрат на покриття втрат активної потужності, ненадійного електропостачання та неякісної електричної енергії

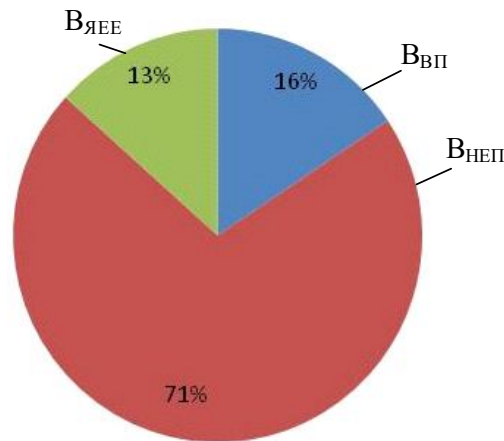


Рис. 3.29. Співвідношення відносних витрат

На рисунку 3.30 показано узагальнений алгоритм комплексного оцінювання місць розмикання розподільної електричної мережі. Оскільки саме комплексне оцінювання дозволить відшукати оптимальну схему розподільної електричної мережі. Перехід до нової моделі енергетичного ринку стан розподільних електричних мереж вимагає саме комплексного підходу до розв'язання задачі не лише оптимізації місць розмикання, але й реконструкції електричних мереж [100, 109].



Рис. 3.30. Алгоритм оцінювання місць розмикання розподільної електричної мережі

В процесі експлуатації змінюється стан елементів мережі, що призводить до зміни показників якості її функціонування (див. рис. 3.31 та 3.32). Враховуючи непропорційну вартість витрат на покриття втрат активної потужності, ненадійного електропостачання та неякісної електричної енергії, то доцільним є використання безрозмірного показника якості функціонування.

Остаточний висновок щодо переліку необхідних заходів для реконструкції або розвитку мережі пропонується використовувати загальну оцінку, яка дозволяє інтегрувати інформацію щодо втрат активної енергії, надійності та якості електричної енергії[59]. Ці складові в повній мірі характеризують якість функціонування електричних мереж.

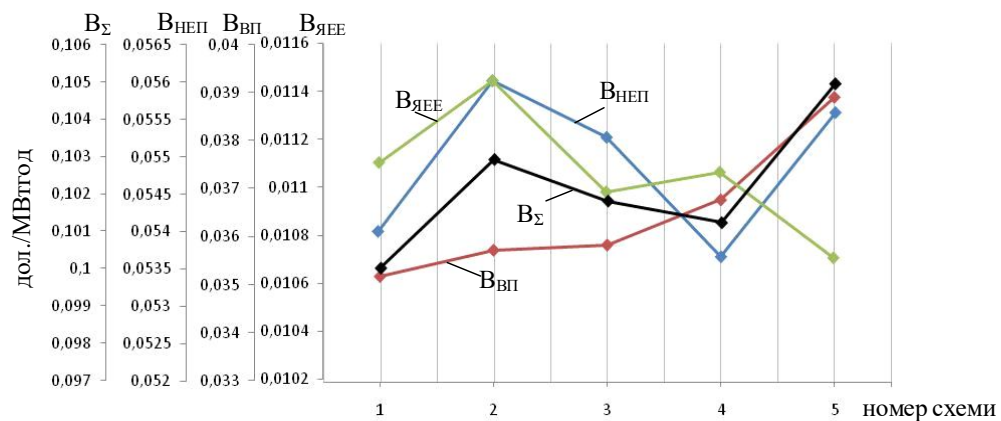


Рис. 3.31. Зміни відносних витрат на покриття втрат активної потужності, ненадійного електропостачання та неякісної електричної енергії на 3-му році експлуатації

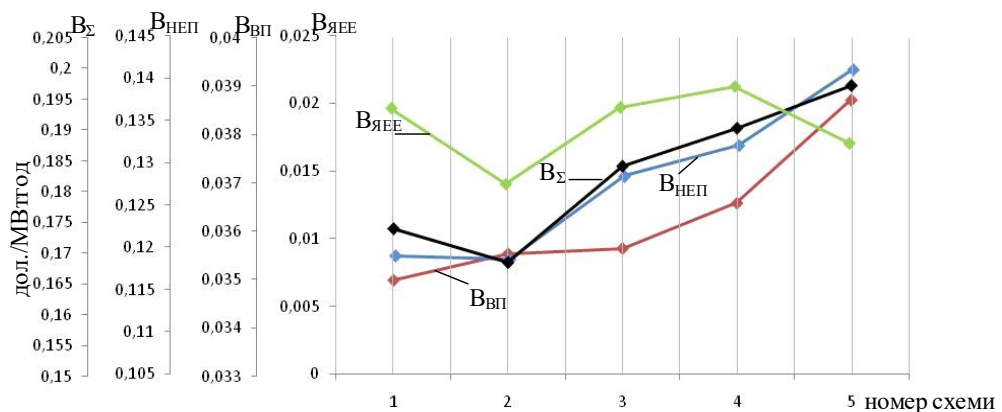


Рис. 3.32. Зміни відносних витрат на покриття втрат активної потужності, ненадійного електропостачання та неякісної електричної енергії на 6-му році експлуатації

Отже, необхідно розробити порядок використання показника якості функціонування для оцінювання не лише ефективності результатів відновлювальних робіт але й стратегій розвитку електричних мереж.

Висновки до розділу 3

1. Запропонований метод оцінювання інтегрального показника якості функціонування електричних мереж дозволяє перейти від векторного оцінювання до скалярного. Це дозволяє спростити розв'язання експлуатаційних та проектних задач пов'язаних з розбудовою відновлюваних джерел енергії та реконструкцію електричних мереж.

2. Поєднання теорій марковських процесів та подібності дозволило отримати критеріальну модель для визначення інтегрального показника якості функціонування, яка дозволяє враховувати індивідуальні вимоги споживачів щодо якості електропостачання під час розв'язання проектних задач. Врахування виконується шляхом введення вагових коефіцієнтів. Це дозволяє виділити складові якості функціонування, які є визначальними для споживача – надійність, втрати електроенергії чи якість електроенергії.

3. Оцінювання інтегрального показника якості функціонування електричної мережі здійснюється на основі аналізу статистичних даних, які формуються шляхом вимірювання або розрахунку на основі виконаних вимірювань. Такий аналіз вимагає розроблення програмних засобів. В розділі показані приклади програмної реалізації розроблених алгоритмів визначення складових якості функціонування. Визначення складових реалізується за умови обмеженого набору статистичних даних. Відсутні дані вираховуються шляхом аналізу усталених режимів.

4. Показано можливість застосування інтегрального показника якості функціонування для комплексного розв'язання задач реконструкції та реконфігурації електричної мережі. При цьому запропонований підхід дозволяє виконувати оцінювання заходів як у відносних одиницях, так і грошових, що за певних умов має ряд переваг.

5. Отримані результати комплексного розв'язання проектних та експлуатаційних задач підтверджують можливість розроблення методів визначення оптимальних стратегій розвитку електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії на основі інтегрального показника якості.

РОЗДІЛ 4

ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СТРАТЕГІЇ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ГЕНЕРУВАННЯ

В сучасних умовах постійно підвищуються вимоги до якості постачання електроенергією підприємств, житлових масивів, тощо. Тому реконструкція існуючих електричних мереж (ЕМ) з розбудовою нових ліній електропередавання, переведенням їх на більш високу номінальну напругу, застосуванням Smart Grid технологій є основними заходами для підвищення якості електропостачання, особливо в умовах інтенсивної розбудови відновлюваних джерел енергії.

Ще одним фактором, який спонукає енергопостачальні компанії до реконструювання розподільних електричних мереж напругою 10 (6) кВ, є широке впровадження в експлуатацію індивідуального електроопалення [56]. Широке впровадження електроопалення значно підвищує рівень споживаної електроенергії. Розподільні мережі 10 кВ, основна частина яких споруджена у 70-х – 90-х роках минулого століття, нерозраховані на такий рівень потужності. Тому, щоб забезпечити необхідний рівень якості електроенергії та надійності електропостачання, необхідно проводити реконструкцію електричних мереж з розбудовою нових центрів живлення та розукрупненням трансформаторних підстанцій.

Через обмеженість ресурсів електропостачальних компаній постає задача раціонального розподілу коштів з метою вибору пріоритетних ділянок реконструкції й модернізації обладнання [24]. Прийняття рішень щодо заходів, що фінансуються, повинно базуватись на даних про якість функціонування електромережевого господарства в цілому, а не тільки за окремими складовими [23]. Тобто, під час оцінювання проведених заходів необхідно проводити аналіз якості функціонування електричних мереж.

4.1. Задача оптимізації розвитку електричної мережі з ВДЕ

4.1.1. Постановка задачі оптимізації розвитку електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії

Не врахування стану електричних мереж фідера і потужності навантаження, яке живиться від неї, призводить до надання технічних умов на під'єднання відновлюваних джерел енергії занадто великої потужності. Це призводить до зниження рівня якісного електропостачання. Для уникнення таких наслідків необхідно передбачати реконструкцію електричних мереж.

Об'єктивне оцінювання перспективних технічних рішень з розвитку електричних мереж можлива за повного врахування діючих у системах часових (динамічних) і просторових зв'язків [10, 39, 125]. Це вимагає побудови відповідних динамічних моделей оптимального розвитку електричних мереж. Однак, розробка динамічних моделей оптимального розвитку, що задовольняють вимогам дослідників і проектувальників реальних систем, є складним завданням, яке не має загального методу розв'язування.

У роботі під динамічною моделлю оптимального розвитку розуміється метод і алгоритм для вибору стратегії розвитку (строків реалізації заходів щодо розвитку електричних мереж) за обраним критерієм оптимальності. Вона забезпечує мінімальне або досить близьке до нього значення інтегральної за розрахунковий період і по об'єкту в цілому цільової функції при дотриманні накладених обмежень. У дисертації розглядаються тільки такі динамічні моделі, які реалізують багатокрокові процеси розв'язування з використанням принципу оптимальності динамічного програмування [159].

Реалізація динамічних методів моделей оптимізації розвитку мереж електроенергетичних систем з ВДЕ пов'язана зі значними складностями. Це визначається природою динамічних задач, а саме:

- необхідністю розгляду багатокрокових процесів розвитку;
- дискретністю змінних;
- наявністю дискретних нелінійних і лінійних обмежень;
- складним характером залежності інтегральної в часі й у просторі

цільової функції від змінних.

Під час постановки динамічної задачі за вихідну точку приймається існуюча практика порівняння варіантів під час планування й проектування розвитку електроенергетичних систем за техніко-економічним критерієм. Запропоновано різні методи поліпшення й уточнення техніко-економічного критерію [1, 5, 45, 148]. У ряді робіт використовується багатокритеріальний підхід до оцінювання рішень [4, 20, 43, 86]. Однак, незважаючи на дискусійність деяких деталей, під час розв'язання цієї задачі необхідно використовувати загальновизнані підходи [3, 7, 21, 22, 163, 164].

Для математичної постановки динамічної задачі оптимізації розвитку електричної мережі введемо ряд понять.

Захід – відображає деяку сукупність конкретних робіт, проведених на деякій множині елементів мережі. У це визначення не включений час реалізації заходу. Конкретний зміст поняття «захід» може бути дуже різноманітним. Наприклад, конкретний захід може являти собою будівництво, реконструкцію або демонтаж ліній або підстанцій, переведення ліній на більш високу номінальну напругу тощо. Однак, будь-який захід, незалежно від його конкретного змісту, характеризується:

- а) капіталовкладеннями, пов'язаними з реалізацією заходу;
- б) змінами в графові мережі, які описуються множиною віток, які додаються до графа або відключаються від нього.

Множина альтернативних заходів, щодо розвитку мереж, містить n різних альтернативних заходів. Для цієї множини введене позначення N^n . Альтернативні заходи в динамічній задачі виступають у якості змінних.

Крок розвитку – часовий інтервал, який характеризується порядковим номером t , коефіцієнтом приведення різночасових витрат для цього кроку – $\sigma(t)$, розрахунковими навантаженнями вузлів для розглянутих режимів мережі – $P(t, j)$, $j = 1 \dots r$, де r – число розрахункових режимів на кроці. Приймається, що протягом кроку заходи щодо розвитку мережі не реалізуються. Момент

реалізації заходу приписується до початку деякого кроку.

Стратегія розвитку мережі G – послідовність $g(1), g(2), \dots, g(t), \dots, g(T)$, у якій $g(t)$ – множина заходів, реалізованих до початку t -го кроку розвитку.

Множина $g(t)$ має такі властивості:

а) множина $g(t)$ у загальному випадку може включати від 1 до m реалізованих заходів, тобто в граничних випадках $g=0$ або $g=N^n$ й у спеціальних випадках можуть бути накладені обмеження на число реалізованих заходів;

б) для будь-якої пари кроків розвитку t' і t'' – $g(t') \cap g(t'') = 0$ оскільки будь-який захід може бути реалізований не більш одного разу;

в) має місце співвідношення $\bigcup_{\tau=1}^t g(\tau) \subset N^n$, оскільки в процесі розвитку мережі можуть бути реалізовані заходи тільки з множини N^n .

Стан розвитку мережі $N(t)$ на кроці t являє собою множину реалізованих на кроках розвитку $\tau = 1, 2, \dots, t$ заходів: $N(t) = \bigcup_{\tau=1}^t g(\tau)$. Відзначимо, що

$N(t) \subseteq N^n$. Кожному стану мережі однозначно відповідають:

- 1) капіталовкладення;
- 2) граф мережі;
- 3) рівень якості функціонування електричної мережі.

Розрахункові витрати t -го кроку $z(t, N)$ мають таку властивість, що вони однозначно визначаються станом N і кроком t , оскільки заходами, реалізованими в N , визначені капіталовкладення й зміни в графові мережі (її схемі), а навантаженнями кроку t – режим мережі й залежні від нього показники – струми, втрати тощо.

Припустима стратегія розвитку. Виходячи з того, що розвиток можна представити також як послідовність станів $N(1), N(2), \dots, N(t), \dots, N(T)$, припустимий розвиток визначається двома умовами:

- 1) $N(t-1) \subseteq N(t)$;
- 2) на всіх кроках розвитку повинні задовольнятися задані обмеження.

У наведених визначеннях динамічна задача оптимізації розвитку електричної мережі може бути сформульована в такий спосіб.

Потрібно знайти таку припустиму стратегію розвитку мережі G_0 , яка за розрахунковий період T має мінімальні сумарні приведені витрати. Далі G_0 називається оптимальною стратегією розвитку.

Цільова функція, що характеризує техніко-економічний критерій, відповідно до [21], як правило, є сумою. Вона, для застосованої моделі процесу розвитку, має важливу властивість: кожен член суми залежить тільки від стану розвитку й параметрів цього кроку. У цих умовах можливо використовувати метод динамічного програмування [13]. Використання такого математичного формулювання динамічної задачі оптимізації розвитку електричних мереж приводить до збільшення числа станів, які розглядаються у задачі. Однак з'являється можливість застосування методів, що суттєво підсилюють принцип оптимальності динамічного програмування, що є основною передумовою для розв'язання проблеми розмірності [32,74,178].

Розв'язання динамічної задачі оптимізації розвитку електричних мереж проводиться за допомогою відповідних динамічних моделей. Такі моделі реалізують системний підхід до проблеми оптимізації розвитку електричних мереж, що виражається в розв'язуванні задачі розвитку об'єкта в просторі й у часі.

Модель простору розвитку є граф мережі, що містить вітки, що відображають як існуючі, так і перспективні елементи мережі.

Модель часу розвитку є впорядкована послідовність кроків розвитку $t = 1, 2, \dots, T$.

Структура динамічної моделі, призначеної для розв'язання конкретних задач проектування й планування розвитку електричної мережі, наведена на рис. 4.1.

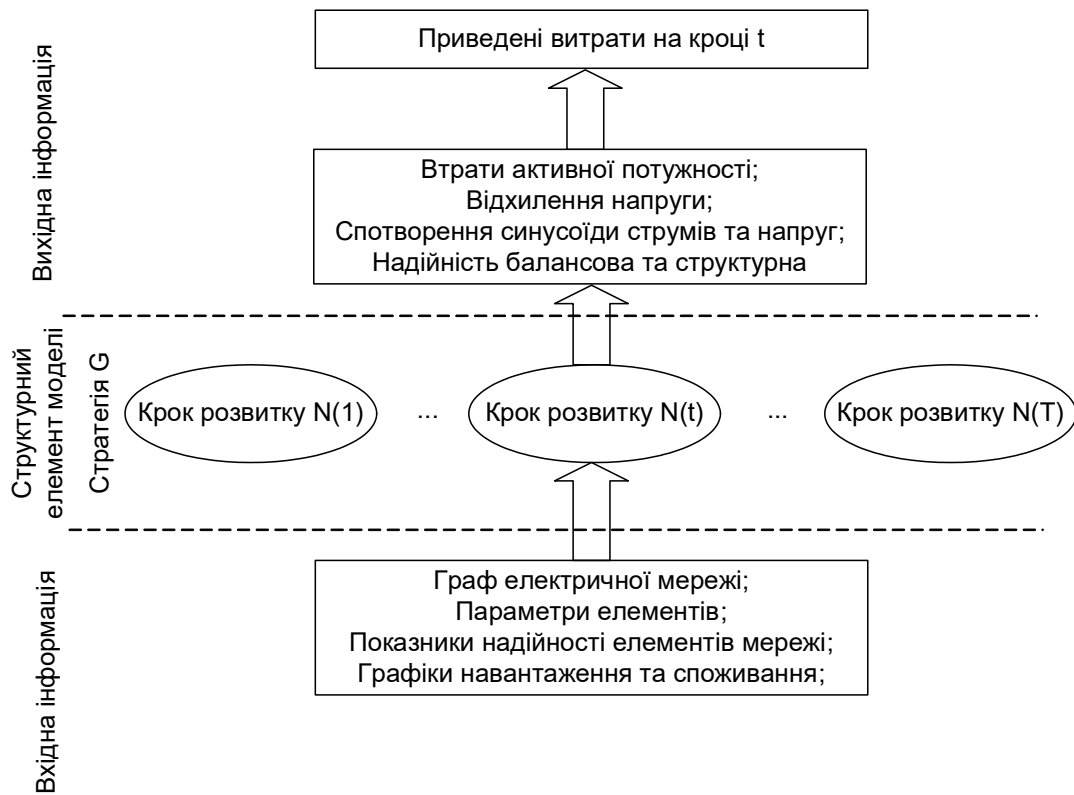


Рис. 4.1. Структура динамічної моделі оптимального розвитку електричних мереж

4.1.2. Моделювання задачі оптимізації розвитку електричної мережі

Як показано вище, динамічна задача розвитку має багатокрокову структуру й може бути сформульована як визначення оптимальної послідовності станів мережі в часі за критерієм мінімуму цільової функції виду [31]:

$$F = \sum_{t=1}^T g(t, N(t)), \quad (4.1)$$

де $g(t, N)$ – складова цільової функції на кроці t для стану розвитку N .

Розв’язок динамічної задачі складається з двох етапів. На першому етапі визначається оптимальний розвиток мережі за розрахунковий період T від початкового стану $N(0)$ до кінцевого стану $N(t)$. На іншому етапі визначається її оптимальний стан. Отже завдання оптимізації процесу розвитку мережі полягає у визначенні

$$\min F = \min_{\{N\}} \min_{\{G(T,N)\}} F[G(T,N)], \quad (4.2)$$

де N – стан розвитку мережі в момент часу T ; $\{N\}$ – множина можливих станів розвитку в момент часу T ; $G(T,N)$ – стратегія розвитку мережі за період T від початкового стану до стану N ; $\{G(T,N)\}$ – множина можливих стратегій розвитку за період T до стану N ; $F[G(T,N)]$ – значення інтегральної цільової функції для стратегії розвитку $G(T,N)$.

Вираз (4.2) є загальним математичним виразом динамічної задачі оптимізації розвитку електричної мережі.

Кожен t -й член критерію залежить від навантажень і інших показників на кроці t , від стану $N(t)$ на кроці t і від стану $N(t-1)$ на попередньому кроці. Приведення до форми (4.1) можлива лише в тому випадку, якщо використати визначення стану, яке використовується в роботі. Якщо використовується критерій приведення витрат, то його складові визначаються виразом:

$$g(t, N(t)) = (E_H K(N(t)) + C(t, N(t))) \cdot E_{II} (1 + E_{II})^{-(t+1)} \quad (4.3)$$

$$t = 1, 2, \dots, T-1$$

$$g(T, N(T)) = (E_H K(N(T)) + C(T, N(T))) \cdot E_{II} (1 + E_{II})^{-T}, \quad (4.4)$$

де $K(N(t))$ – загальні капіталовкладення на захід, реалізовані в стані $N(t)$; $C(t, N(t))$ – витрати t -го року; E_H – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень; E_{II} – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрат.

У такий спосіб показано, що використовуваний на практиці техніко-економічний критерій може бути приведений до виду (4.1). Цільова функція (4.1) має такі властивості:

- вона виражається у вигляді суми,
- кожна складова $g(t, N)$ залежить тільки від N і t і не залежить від стратегії розвитку до цього N .

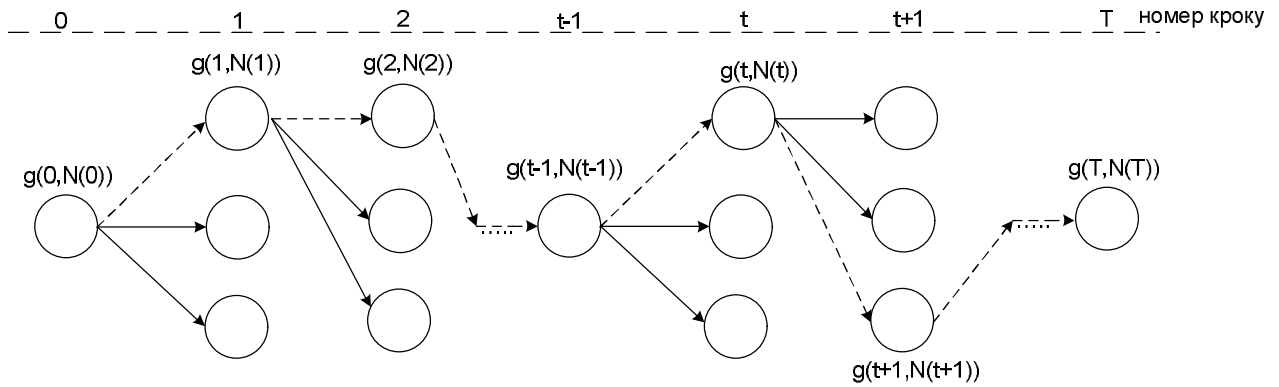


Рис. 4.2. Графічна інтерпретація процесу вибору оптимальної стратегії

Ці властивості є достатніми для застосування принципу оптимальності динамічного програмування [13]. Для задач оптимізації розвитку мереж принцип оптимальності формулюється в такий спосіб: оптимальний розвиток мережі за час $t+1, \dots, T$ від стану $N(t)$ до стану $N(t+1)$ не залежить від стратегії переходу в $N(t)$ з початкового стану $N(0)$. Таке формулювання принципу оптимальності дозволяє одержати рекурентний вираз, за допомогою якого визначається мінімальне значення цільової функції – функціонал $f(t, N)$, для розвитку від $N(0)$ до стану N за час t (див. рис. 4.2). З врахуванням (4.1) і (4.2).

$$f(t, N) = \min_{\{G(t, N)\}} [g(0, N(0)) + g(1, N(1)) + \dots + g(t, N(t))], \quad (4.5)$$

де $\{G(t, N)\}$ – множина доступних стратегій розвитку мережі за годину t до стану N .

Складова цільової функції за нульовий крок розвитку можна прийняти постійним:

$$g(0, N(0)) = const. \quad (4.6)$$

Позначення $\min_{\{G(t, N)\}}$ показує, що мінімізація цільової функції проводиться для всіх стратегій розвитку мережі від $N(0)$ до цього стану N .

Введемо позначення $\{N(t-1) \subset N\}$ для множини станів $N(t-1)$, з яких

можливий перехід в N , а також позначення $\{G(t-1, N(t-1))\}$ для множини стратегій розвитку за годину $(t-1)$ до стану $N(t-1)$.

Мінімізація цільової функції може бути виконано в такій послідовності

$$f(t, N) = \min_{\{N(t-1) \subset N\}} \left\{ g(t, N) + \min_{\{G(t-1, N(t-1))\}} [g(0, N(0)) + \dots + g(t-1, N(t-1))] \right\}. \quad (4.7)$$

У моделі процесу розвитку електричної мережі, яка розглядається, $g(t, N)$ не залежить від $N(t-1)$. Крім того,

$$f(t-1, N(t-1)) = \min_{\{G(t-1, N(t-1))\}} [g(0, N(0)) + g(1, N(1)) + \dots + g(t-1, N(t-1))], \quad (4.8)$$

отже:

$$f(t-1, N(t-1)) = g(t-1, N(t-1)) + \min_{\{N(t-1) \subset N\}} f(t-1, N(t-1)). \quad (4.9)$$

Вираз (4.9) є рекурентною формулою динамічного програмування, яка дозволяє здійснювати багатокрокову процедуру оптимізації стратегії розвитку мережі за годину T від початкового $N(0)$ до будь-якого стану $N(t)$.

Мінімізація цільової функції по (4.2) зводиться до розв'язання деякої множини задач динамічного програмування за (4.9), у яких мінімізується цільова функція для розвитку від початкового до деякого заданого стану. Ця процедура виконується індукційним шляхом, починаючи з першого кроку $t=1$ і завершуючи останнім $t=T$. Для $t=1$ можна прийняти

$$f(t=1, N) = g(t, N).$$

Мінімізація цільової функції для кроку t проводиться за такою схемою. Розглядаються можливі на кроці t стани мережі $\{N(t)\}$. Для кожного $N(t)$:

1) проводяться розрахунки технічних і економічних показників мережі, які необхідні для обчислення $g(t, N(t))$;

2) визначається множина станів $\{N(t-1)\}$, з яких можливий перехід у стан $N(t)$. У моделі, яка розглядається, перевірка можливих переходів може проводитись за умовою

$$N(t-1) \cap N(t) = N(t-1);$$

3) за (4.9) обчислюється $f(t, N(t))$, що відповідає мінімальному значенню цільової функції для розвитку мережі від $N(0)$ до $N(t)$.

Щоб виконати обчислення за такою схемою, необхідно табулювати значення $f(t-1, N(t-1))$ і $f(t, N(t))$ для можливих станів $\{N\}$.

4.2. Загальні характеристики задачі оптимального розвитку електричних мереж

4.2.1. Поняття стану в задачах оптимального розвитку електричних мереж

Метод динамічного програмування визначає тільки принципову схему розв'язання динамічної задачі оптимізації розвитку електричної мережі, але практично реалізована процедура повинна бути створена для цих цілей спеціально. Розглянуте вище формулювання динамічної задачі використовує ряд понять (крок оптимізації, стан), які відповідають основним термінам динамічного програмування. Однак, вона має ряд істотних відмінностей від формулювання автора цього методу [14], яка найчастіше використовується під час розв'язання різних прикладних задач методом динамічного програмування, а в ряді робіт також для задач оптимізації розвитку електричних мереж [8, 28, 30, 161, 193] .

Розглянемо ці відмінності. У першу чергу звернемо увагу на те, що в правій частині рекурентної формули (4.9), на відміну від звичайно використовуваних рекурентних формул, знак мінімізації віднесений тільки до другого члена. Прийнято, що перший член $g(t, N)$ залежить тільки від стану розвитку N й від часу t . Зазначена особливість рекурентної формули є найбільш істотною, оскільки, як правило, під час використання методу динамічного програмування мінімізується вся права частина рекурентної формули [25, 29].

Використовувана в роботі форма рекурентного виразу (4.9) визначається особливостями розглянутого в роботі формулювання станів і кроку розвитку. Вони формулюються так, щоб:

а) капіталовкладення в мережу однозначно визначалися станом розвитку;

б) розрахункова схема мережі, її параметри, а також розподіл потоків потужності, втрати енергії й потужності однозначно визначалися станом і кроком розвитку;

в) щорічні витрати на амортизацію, експлуатацію й ремонти однозначно визначалися станом розвитку.

У такий спосіб питання моделювання станів і процесу розвитку електричних мереж є найбільш істотними під час побудови динамічних моделей. При цьому принциповою вимогою є дотримання принципів системного підходу. Останнє полягає у визначенні функціонала з врахуванням часових і просторових зв'язків. Врахування просторових зв'язків необхідно провести на основі інформації про поточкорозподіл в системі для значної кількості різних станів розвитку.

Через складність сучасних електроенергетичних систем аналіз просторових зв'язків для визначення функціонала є надзвичайно трудомістким. Тому потрібно використовувати ефективні методи для синтезу схем мережі з значною кількістю елементів, а також для розрахунку розподілу потоків потужності. У ряді випадків аналіз просторових зв'язків ускладнюється тим, що необхідно також оптимізувати поточкорозподіл, наприклад, знайти оптимальний розподіл потужностей між точками живлення мережі. Практичні задачі оптимізації розвитку мереж мають досить велику розмірність. Для їхнього розв'язування потрібно максимально обмежити число розрахунків функціонала й забезпечити мінімальний час на ці розрахунки.

Обмеження числа розрахунків функціонала можна досягнути шляхом використання різних критеріїв виявлення неконкурентоспроможних стратегій розвитку. Використання тих або інших критеріїв і становить основу конкретної

процедури. Деякі такі критерії можна сформулювати, виходячи з дослідження загальних властивостей оптимальних стратегій розвитку.

Ефективні методи синтезу схем мереж можуть бути реалізовані при ієрархічній структурі інформації, що описує стан розвитку. При цьому на вищому рівні інформація про стан розвитку представляється у вигляді n -мірного вектора

$$N = (a_1, a_2, \dots, a_i, \dots, a_n), \quad (4.10)$$

компонентами якого є дискретні змінні a_i . Кожному компоненту відповідає деякий захід щодо розвитку мережі. Наприклад можна прийняти, що при $a_i = 0$ i -ий захід не реалізований, а при $a_i = 1$ – реалізоване. На нижчому рівні інформація про стан розвитку представляється всіма даними, необхідними для проведення розрахунку поточкорозподілу, перевірки обмежень і розрахунку функціонала стану.

Як було зазначено вище, стани розвитку повинні описуватися так, щоб щорічні витрати, що не залежать від навантажень – витрати на амортизацію, експлуатацію й ремонти однозначно відповідали цьому стану.

У зв'язку із цією вимогою можна використовувати кілька способів опису станів.

Перший спосіб використовується в тому випадку, коли щорічні витрати на амортизацію, експлуатацію й ремонти елементів системи приймаються незалежними від терміну служби цього елемента й реалізації інших заходів. Тоді стан описується тільки за допомогою так званих «активних» заходів. Реалізація таких заходів є взаємно незалежною, а послідовність станів, представляє собою стратегію розвитку електричної мережі

$$G = N(0), N(1), \dots, N(t-1), N(t), \dots, N(T), \quad (4.11)$$

на яку накладається тільки обмеження

$$N(t-1) \subseteq N(t), t = 1, 2, \dots, T. \quad (4.12)$$

У тих випадках, коли щорічні витрати виявляються залежними від реалізації інших заходів, наприклад при зміні номінальних параметрів

елементів мережі протягом розглянутого періоду, потрібно враховувати логічні залежності між «активними» заходами. Як показує досвід доцільно враховувати два види таких залежностей:

1) Диз'юнкція як залежність між i -м і J -м заходом, яка означає що допустимі тільки стани, у яких i -а й J -а компоненти приймають значення

$$\begin{aligned} a_i = 0; a_j = 0; \\ a_i = 1; a_j = 0; \\ a_i = 0; a_j = 1. \end{aligned} \quad (4.13)$$

Диз'юнкція використовується для моделювання взаємно незалежних заходів щодо розвитку мережі. Такий спосіб синтезу схем може використовуватися, наприклад, у задачах з вибором параметрів окремих ліній електропередачі.

2) Залежності, що відображають послідовність реалізації заходів щодо розвитку мережі в часі. Така залежність між i -м і J -м заходом означає, що допустимі тільки стани, у яких i -я й J -я компоненти приймають тільки значення:

$$\begin{aligned} a_i = 0; a_j = 0; \\ a_i = 1; a_j = 0; \\ a_i = 1; a_j = 1. \end{aligned} \quad (4.14)$$

Залежності такого виду використовуються для моделювання заходів, які можуть бути реалізовані тільки в певній черговості, наприклад, якщо розглядається переведення лінії електропередачі на вищий клас напруги.

У тих випадках, коли щорічні витрати на амортизацію, експлуатацію й ремонти залежать від терміну служби, або при розгляді заходів з поступовим уведенням нових об'єктів протягом періоду, стани мережі можуть бути описані як «активними» так і «пасивними» заходами. При цьому реалізація «пасивних» заходів не підлягає оптимізації. У цьому випадку вектор стану складається із двох частин

$$N = \left(\underbrace{a_1, \dots, a_i, \dots, a_n}_{\text{активні заходи}}, \underbrace{a_{n+1}, \dots, a_l, \dots, a_m}_{\text{пасивні заходи}} \right). \quad (4.15)$$

При цьому, наприклад, реалізація i -го активного заходу на кроці $t-1$ викликає реалізацію на t -м кроці l -го пасивного заходу, на $t+1$ кроці – $l+1$. пасивного заходу і т.д. Такий опис станів пов'язаний з збільшенням числа компонент вектора станів і вимагає введення додаткових логічних обмежень на послідовність станів, що описує стратегію розвитку мережі. Однак при цьому забезпечується вимога однозначності відповідності щорічних незалежних від навантажень витрат відповідним до станів мережі.

4.2.2. Проблема розмірності задач оптимізації розвитку електричних мереж

Основною, під час розв'язувані динамічних задач оптимізації розвитку електричних мереж, є проблема розмірності. Вона обумовлена тим, що:

- 1) компоненти вектора станів розвитку, що відображають заходи щодо розвитку мережі, є дискретними величинами;
- 2) оптимізації підлягають не тільки склад реалізованих заходів, але й строки їх проведення;
- 3) число кроків оптимізації (тривалість розрахункового періоду) і число оптимізаційних заходів, які, навіть у реальних задачах середньої складності, досить велике.

У силу зазначених причин процедури розв'язання динамічних задач носять виражений комбінаторний характер.

Щоб представити проблеми розмірності в динамічних задачах оптимізації розвитку електричних мереж, визначимо загальне число можливих стратегій розвитку. Кожна стратегія, як було показано вище, характеризується множиною реалізованих заходів і моментами їх реалізації. Якщо під час оптимізації розвитку мережі розглядається T кроків і n незалежних альтернативних заходів (змінних), кожна з яких може бути реалізоване на будь-якому кроці або

взагалі не реалізоване, то загальне число різних стратегій визначається виразом:

$$V = (T + 1)^n \quad (4.16)$$

Під час безпосереднього використання динамічного програмування потреба в пам'яті зростає прямо пропорційно до числа можливих станів:

Це пояснюється такими особливостями процедури оптимізації методом динамічного програмування.

а) Для проведення оптимізації на черговому t -м кроці необхідно запам'ятати значення функціонала $f(t-1, N)$ для всіх станів розвитку. Крім того, необхідно запам'ятати також і всі отримані значення $f(t, N)$, щоб мати можливість провести оптимізацію на наступному $t+1$ кроці.

б) Для всіх кроків оптимізації й для всіх станів необхідно запам'ятати відповідні стани $N(t-1)$, через які проходять оптимальні стратегії розвитку за час t до станів $N(t)$. Інформація про стани $N(t-1)$ необхідна, щоб по закінченню оптимізаційного розрахунку зворотним ходом знайти послідовність станів, відповідну до оптимальної стратегії розвитку.

Динамічні методи оптимізації розвитку мереж можна підрозділити на дві групи:

- 1) прямі методи,
- 2) ітераційні методи.

Із проведеного аналізу випливає, що гранично допустима кількість змінних у динамічних оптимізаційних задачах при їхньому розв'язанні прямими методами може бути суттєво збільшене тільки під час використання ефективних методів відсівання неконкурентоспроможних стратегій розвитку. В основі таких методів повинне лежати використання об'єктивних властивостей оптимальної поведінки розглянутого об'єкта, що дозволяє створити формалізований апарат звуження області оптимізації.

Як буде показано нижче, оптимальні стратегії розвитку електричних мереж, дійсно мають властивості, врахування яких створює передумови для задовільного розв'язання проблеми розмірності. Ці властивості можуть бути

описані в узагальненій формі, що дозволяє використовувати розроблені на їхній основі оптимізаційні методи для розв'язання інших, аналогічних задач. Однак, як показує практика, особливості прямих методів зумовлюють розв'язання задач обмеженої розмірності. Для розширення можливостей динамічного програмування доцільним є застосування ітераційних методів.

Під ітераційними методами розуміють методи оптимізації з поділом задачі великої розмірності на підзадачі допустимої розмірності. Склад альтернативних заходів, розглянутих у черговій підзадачі при цьому визначається за результатами розв'язання попередніх підзадач. У процесі розв'язання окремих підзадач відбувається поступове наближення до розв'язання загальної задачі. Однак на кожній ітерації повинен використовуватися той або інший прямий метод. Отже, питання вдосконалення прямих методів мають велике значення також для цілей розробки ітераційних методів розв'язання динамічних задач оптимального розвитку електричних мереж.

4.3. Метод вибору оптимальної стратегії розвитку електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії

Задача мінімізації затрат на реконструкцію і експлуатацію електричної мережі розв'язується під час вибору оптимального варіанту її розвитку. Формулюється задача так: необхідно забезпечити заданий рівень якості функціонування електричної мережі за мінімальних приведених затратах на її реконструкцію та експлуатацію.

Споживач може отримувати живлення по m варіантам схеми електричної мережі (варіанти схеми залежать від стану, в якому перебуває електрична мережа в наслідок відмови певних її елементів). Необхідно забезпечити заданий рівень якості функціонування $E'_{зад}$ так, щоб приведені затрати на реконструкцію та експлуатацію були найменші. Отже, задача зводиться до мінімізації

$$Z = \sum_{i=1}^m Z_i(E'_i) \quad (4.17)$$

за обмеження

$$1 - E'_{\text{зад}} = \prod_{i=1}^m (1 - E'_i) \text{ або } \ln(1 - E'_{\text{зад}}) = \sum_{i=1}^m \ln(1 - E'_i), \quad (4.18)$$

де $Z_i(E'_i) = Z_{pi} + Z_{ei}$ – затрати на реконструкцію та експлуатацію i -ої схеми розподільної мережі; Z_{pi} і Z_{ei} – затрати відповідно на реконструкцію та експлуатацію; i – варіант схеми електропостачання, E'_i – показник якості функціонування для i -ої схеми розподільної мережі; m – загальна кількість робочих станів електричної мережі.

Оскільки дослідження відносної зміни величини затрат має ряд переваг над дослідженням абсолютних значень [11] перейдемо до

$$\delta Z_i(E'_i) = \frac{Z_i(E'_i) - Z_{i0}(E'_i)}{Z_{i0}(E'_i)} = \frac{Z_i(E'_i)}{Z_{i0}(E'_i)} - 1 = \bar{Z}_i - 1,$$

де E'_{i0} – показник якості функціонування вихідної схеми.

Використовуючи метод базової точки [11] переходимо від (4.17) до критеріального рівняння виду [69]:

$$y = \sum y_i(E'_i), \quad (4.19)$$

де $y_i(E'_i) = \Theta'_{pi} F_{pi}(E'_i) + F_{ei}(E'_i)$ – безрозмірна функція, що підлягає мінімізації,

дорівнює $\frac{\delta Z_i(E'_i)}{A_{ei} \bar{Z}_{ei}}$, $\Theta'_{pi} = \frac{A_{pi} \bar{Z}_{pi}}{A_{ei} \bar{Z}_{ei}}$ – критерії подібності; $F_{pi}(E'_i)$, $F_{ei}(E'_i)$ – функції,

які визначають фізичні зв'язки в об'єкті відповідно для реконструкції та експлуатації; A_{pi} , A_{ei} – функції, які включають в себе вихідні питомі вартісні показники відповідно реконструкції та експлуатації.

Рівняння (4.19) інваріантне по відношенню до будь-яких змін вартості і технічних показників, що не змінюють значення Θ'_{pi} . Це дозволяє розв'язок узагальнити для ряду інших випадків.

З врахуванням (4.19) задача переписеться
мінімізувати

$$y = \sum_{i=1}^m y_i(E'_i)$$

за обмеження

$$1 - E'_{\text{зад}} = \prod_{i=1}^m (1 - E'_i) \text{ або } \ln(1 - E'_{\text{зад}}) = \sum_{i=1}^m \ln(1 - E'_i),$$

Для розв'язання задачі використаємо метод невизначених множників Лагранжа. Функцію Лагранжа представимо у вигляді

$$\partial L(E'_1, \dots, E'_n) = \sum_{i=1}^m y_i + \lambda \sum_{i=1}^m \ln(1 - E'_i),$$

де λ – невизначений множник Лагранжа.

Для визначення λ розв'яжемо систему рівнянь:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial L(E'_1, \dots, E'_n)}{\partial E'_i} \\ \ln(1 - E'_{\text{зад}}) = \sum_{i=1}^n \ln(1 - E'_i) \end{array} \right. ;$$

$$\frac{\partial}{\partial E'_i} \left[\sum_{i=1}^m y_i(E'_i) + \lambda \sum_{i=1}^m \ln(1 - E'_i) \right] = \frac{\partial y_i}{\partial E'_i} - \lambda \frac{1}{1 - E'_i} = 0.$$

Тоді

$$\partial y_i(E'_i) = \lambda \frac{\partial E'_i}{1 - E'_i}; \quad y_i(E'_i) = -\lambda \cdot \ln(1 - E'_i) + C_i.$$

Постійну інтегрування C_i визначаємо з граничних умов: для $E'_i = E'_{i0}$, $y_i = y_{i0} = 1$, де E'_{i0} і y_{i0} – показник якості функціонування вихідної схеми і відносний приріст затрат на цю схему відповідно:

$$C_i = 1 + \lambda \cdot \ln(1 - E'_{i0});$$

$$y_i = 1 - \lambda \cdot \ln(1 - E'_i) + \lambda \cdot \ln(1 - E'_{i0});$$

$$\ln(1 - E'_i) = \frac{1 - y_i}{\lambda} + \ln(1 - E'_{i0}). \quad (4.20)$$

Підставимо (4.20) в (4.18), отримаємо

$$\frac{1}{\lambda} \sum_{i=1}^m (1 - y_i) + \sum_{i=1}^m \ln(1 - E'_{i0}) = \ln(1 - E'_{\text{зад}}).$$

Звідки

$$\lambda = \frac{\sum_{i=1}^m (1 - y_i)}{\ln \left(\frac{1 - E'_{зад}}{\prod_{i=1}^m (1 - E'_{i0})} \right)}. \quad (4.21)$$

Після підстановки (4.21) у вираз (4.20) приходимо до системи з m рівнянь з невідомими E'_i :

$$\ln(1 - E'_i) = \frac{1 - y_i}{\sum_{i=1}^m (1 - y_i)} \ln \left(\frac{1 - E'_{зад}}{\prod_{i=1}^m (1 - E'_{i0})} \right) + \ln(1 - E'_{i0}). \quad (4.22)$$

За (4.22) визначаються E'_i схем розподільної електричної мережі, які відповідають можливим її станам та будуть забезпечувати загальний заданий рівень якості функціонування $E'_{зад}$.

Для оцінювання відхилень параметрів x , що характеризують балансову надійність, якість електричної енергії та економічність функціонування електричної мережі в цих станах доцільним є визначення чутливості інтегрального показника якості функціонування до його складових. Для розв'язання цієї задачі скористаємось методикою еліпсоїдів рівної точності викладеної в [147, 169].

Суть методики полягає в тому, що критеріальне рівняння (1.17), яке в геометричній інтерпретації представляє собою поверхню в $(m + 1)$ – вимірному просторі, можна апроксимувати, використовуючи розкладання функції в ряд Тейлора, так званім дотичним параболоїдом рис. 4.3.

Перетинаючи параболоїд площиною якості функціонування, отримаємо m -вимірну поверхню, яка називається еліпсоїдом. Якщо відносна зміна параметрів знаходиться всередині цього еліпсоїда, то можна вважати, що якість функціонування не будуть нижче $E'_{зад}$, тобто еліпсоїд характеризує допустиму з точки зору заданого значення якості функціонування, область відносного

відхилення складових інтегрального показника від їх оптимального значення (рис. 4.4).

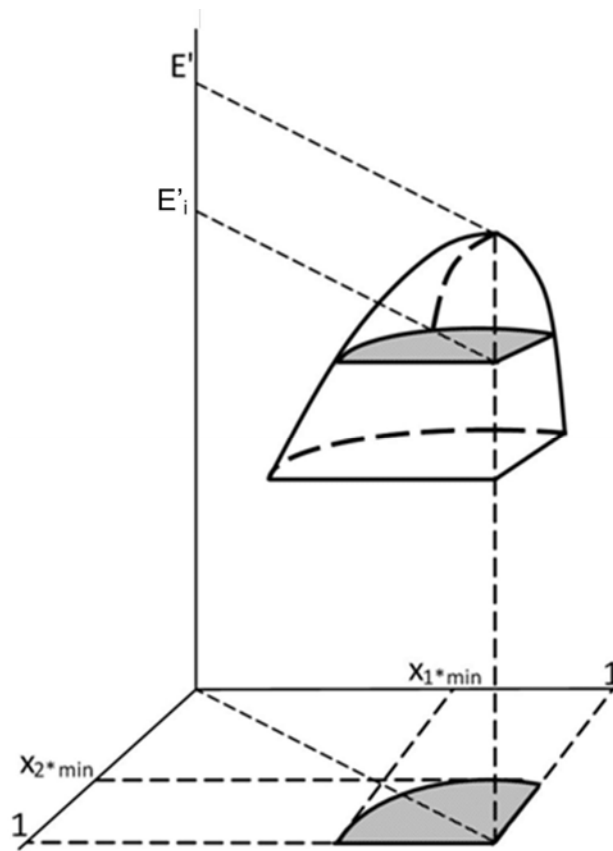


Рис. 4.3. Параболоїд отриманий в результаті апроксимації рівняння (1.17)

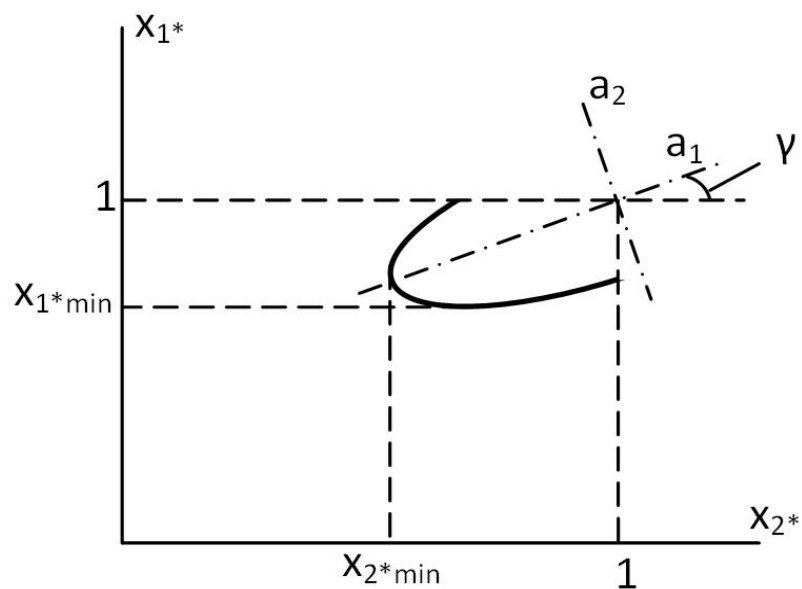


Рис. 4.4. Еліпсоїд рівної точності

Зі зміною у відносинах між електропостачальними компаніями та споживачами на значно вищий рівень вийшли вимоги з якості

електропостачання. Тому врахування якості функціонування, як показника, за яким оцінюється надійність і якість електроенергії, під час оцінювання шляхів реконструкції розподільних електричних мереж є необхідним, і відносно легко реалізується [195].

Відповідно до викладеного вище матеріалу можна сформулювати перший етап ітераційного методу визначення оптимальної стратегії реконструкції електричної мережі. Тобто на першому етапі, під час розгляду можливих станів електричної мережі, в яких вона перебуває в наслідок зміни стану її елементів, визначаються ті, найбільш імовірні схеми електричної мережі, які мають найбільший вплив на величину інтегрального показника якості функціонування. На основі аналізу на чутливість визначено складові якості функціонування з визначальним впливом на інтегральний показник для відповідних схем. За цим аналізом формується множина заходів N^n для досягнення $E'_{зад}$. Тобто, в результаті виконання першого етапу виконується декомпозиція загальної задачі отримання заданого значення інтегрального показника якості функціонування на підзадачі, в яких аналізуються окремі випадки відповідно до графу можливих станів електричної мережі.

Наступним етапом методу є вибір оптимальної стратегії реконструкції окремого варіанту схеми електричної мережі з суттєво меншою множиною можливих стратегій. Однак для вибору оптимальної стратегії розвитку електричної мережі необхідно отримати умови, за якими можна з множини стратегій вибрати оптимальну за затратами на досягнення заданого значення інтегрального показника якості функціонування.

Отже, на першому етапі отримано значення інтегрального показника якості функціонування E'_i , значення якого ми повинні досягнути в результаті виконання певних заходів з реконструкції i -ої схеми.

Скористаємось підходом, який був використаний на першому етапі. Сформуємо задачу оптимізації для окремої схеми у вигляді (4.17), але з врахуванням того, що E''_i отримане на першому етапі на другому відповідає

$E''_{i\text{зад}}$, тобто задане значення інтегрального показника якості функціонування для певної схеми електричної мережі. З врахуванням цього (4.18) перепишеться:

$$\ln(1 - E''_{i\text{зад}}) = \sum_{i=1}^{N^n} \ln(1 - E''_i),$$

де N^n – множина альтернативних заходів, щодо розвитку мереж.

Для розв'язання цієї задачі скористаємось методом невизначених множників Лагранжа (приймаємо допущення про неперервність змінних).

Функція Лагранжа для цієї задачі буде мати вид:

$$L(E_1^n, \dots, E_{N^n}^n) = \sum_{i=1}^{N^n} \mathcal{Z}_i + \lambda \prod_{i=1}^{N^n} (1 - E_i^n). \quad (4.23)$$

Продиференціювавши (4.23) по змінних i прирівнявши їх до нуля, отримаємо систему рівнянь виду:

$$\begin{cases} \frac{\partial \mathcal{Z}_i}{\partial E_i^n} - \lambda \prod_{\substack{S=1 \\ S \neq i}}^{N^n} (1 - E_S^n) = 0; \\ \frac{\partial \mathcal{Z}_k}{\partial E_i^n} - \lambda \prod_{\substack{S=1 \\ S \neq k}}^{N^n} (1 - E_S^n) = 0. \end{cases}$$

Розв'язком цієї системи рівнянь буде:

$$\frac{\frac{\partial \mathcal{Z}_i}{\partial E_i^n} \prod_{\substack{S=1 \\ S \neq k}}^{N^n} (1 - E_S^n)}{\frac{\partial \mathcal{Z}_k}{\partial E_k^n} \prod_{\substack{S=1 \\ S \neq i}}^{N^n} (1 - E_S^n)} = \frac{\frac{\partial \mathcal{Z}_i}{\partial \ln(E_i)}}{\frac{\partial \mathcal{Z}_k}{\partial \ln(E_k)}} = 1 \quad \text{або} \quad \frac{\partial \mathcal{Z}_i}{\partial \ln(E_i)} = \frac{\partial \mathcal{Z}_k}{\partial \ln(E_k)}. \quad (4.24)$$

Графічна інтерпретація (4.24) показана на рис. 4.5.

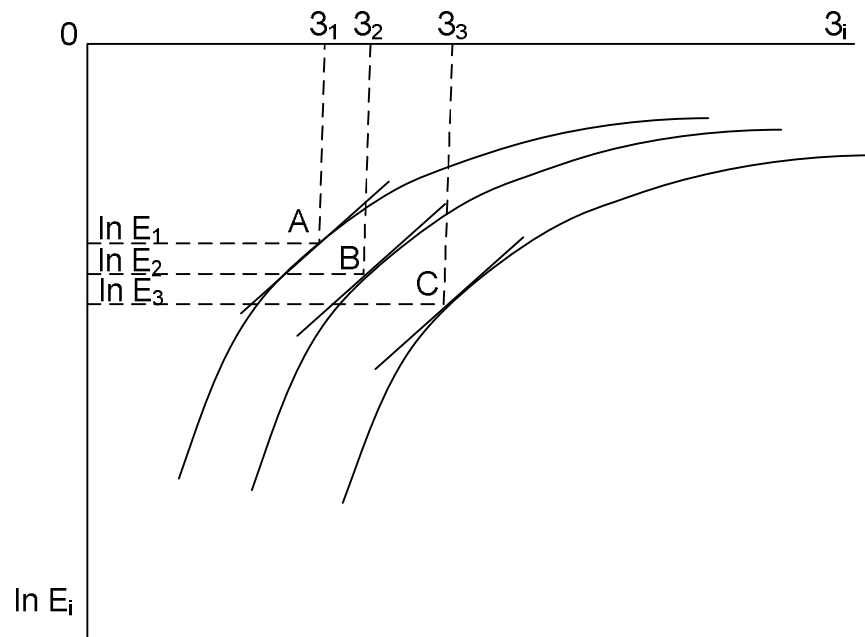


Рис. 4.5. Графічне представлення приростів функції $\ln(E_i) = f(z_i)$

Вираз (4.24) є узагальненою умовою вибору оптимальної стратегії розвитку електричної мережі. Враховуючи дискретність невідомих умова оптимальності переписеться $\frac{\partial z_i}{\partial \ln(E_i)} \approx \frac{\partial z_k}{\partial \ln(E_k)}$.

На другому етапі оптимальна стратегія вибирається за умовою (4.24) шляхом порівняння відношення приростів для можливих схем електричної мережі, які відповідають графу станів її функціонування (див. рис. 4.6, нумерація схем прийнята у відповідності з рис. 4.5).

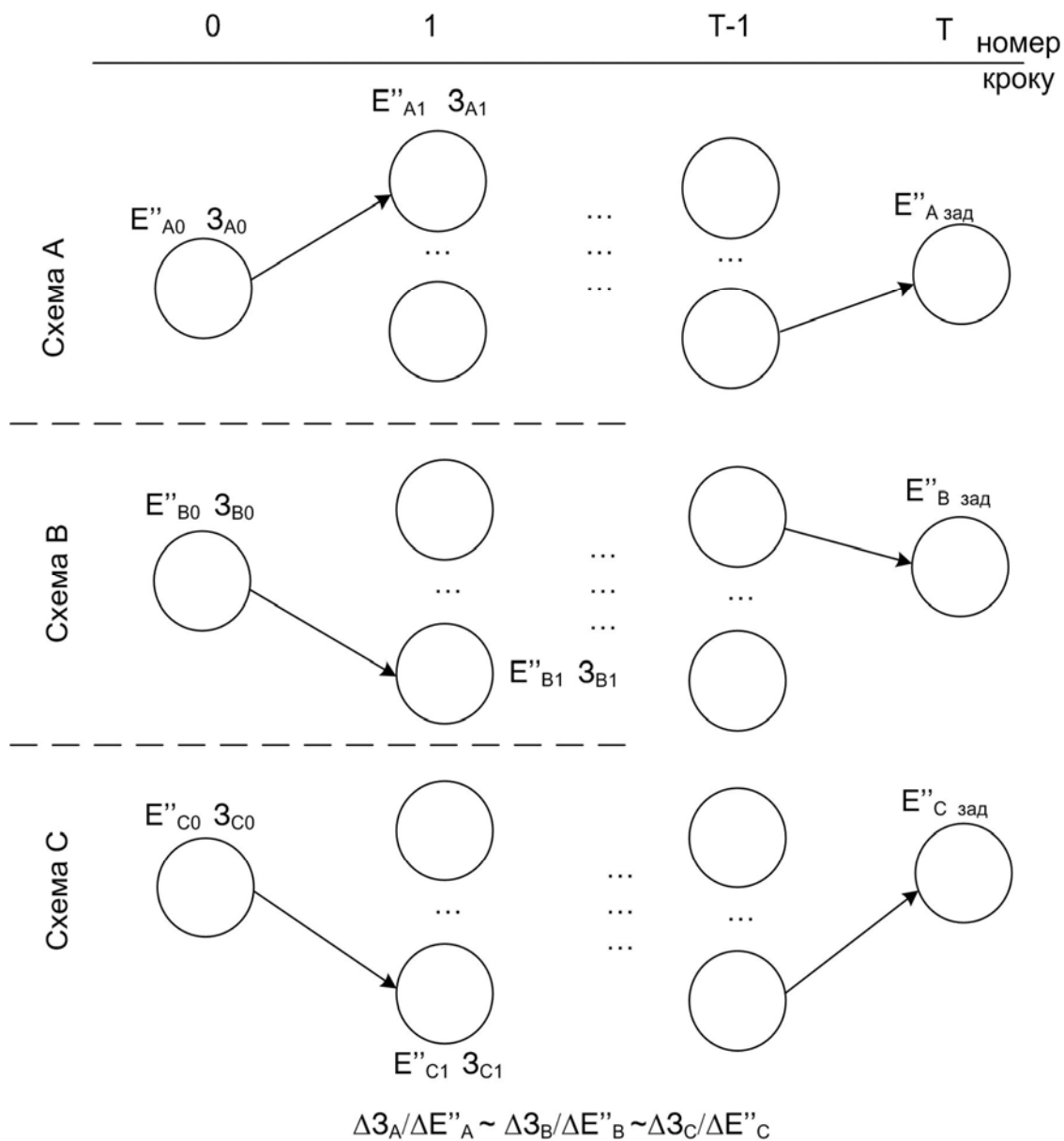


Рис. 4.6. Схема вибору оптимальної стратегії за умовою оптимальності (4.24)

Такий підхід не вимагає зворотного ходу. Однак, через дискретність змінних, метод вимагає проведення ряду ітерацій, які можуть вимагати і уточнення розрахунків на першому етапі.

4.4. Забезпечення заданого рівня якості функціонування електричних мереж

4.4.1. Аналіз заданого рівня якості функціонування електричних мереж

Проілюструємо оцінювання можливих варіантів живлення споживачів за критерієм якості функціонування мережі на прикладі схеми фрагменту розподільної електричної мережі 10 кВ, наведеної на рис. 4.7.

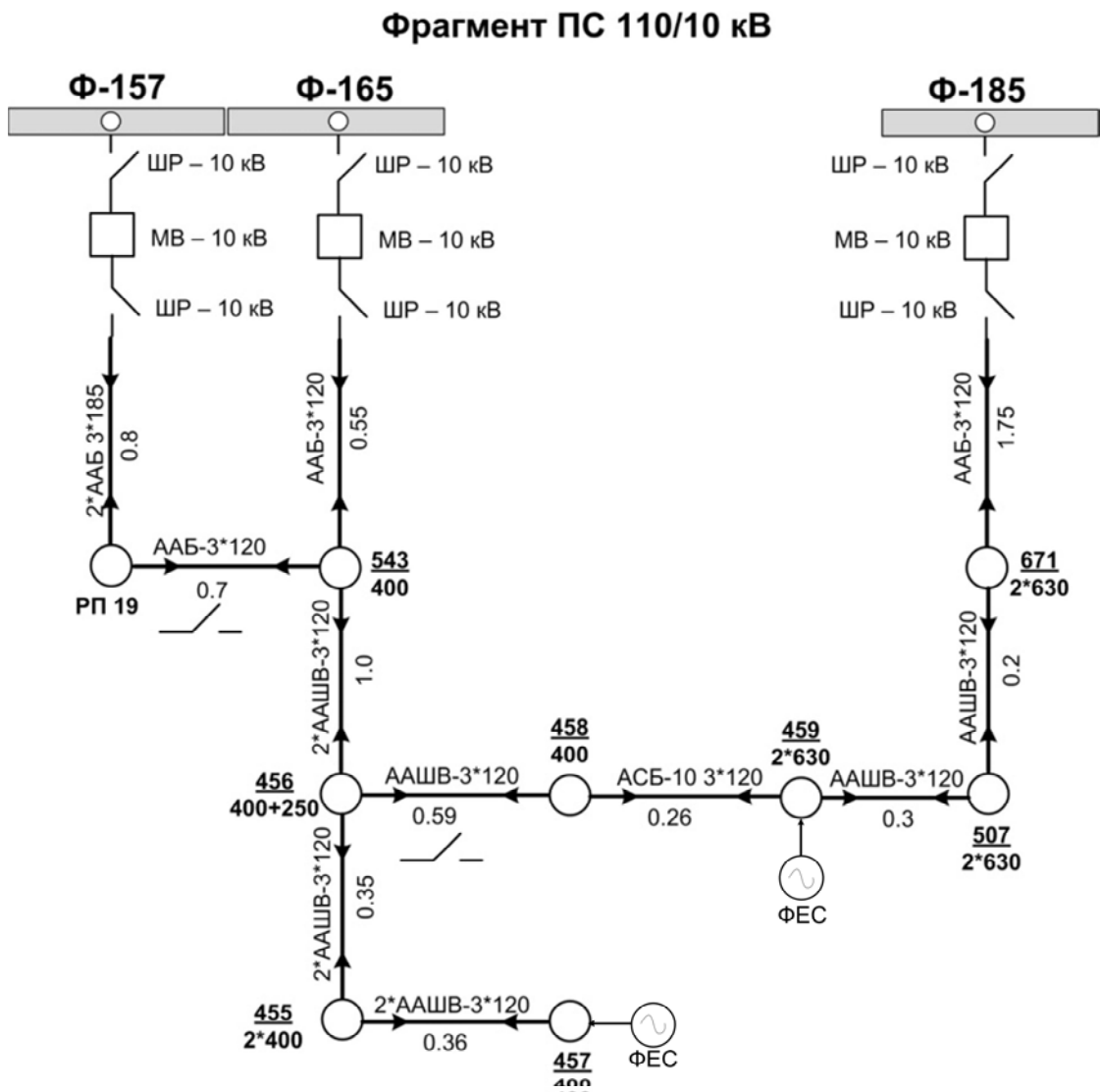


Рис. 4.7. Схема фідера $\Phi-165$ підстанції електричної мережі

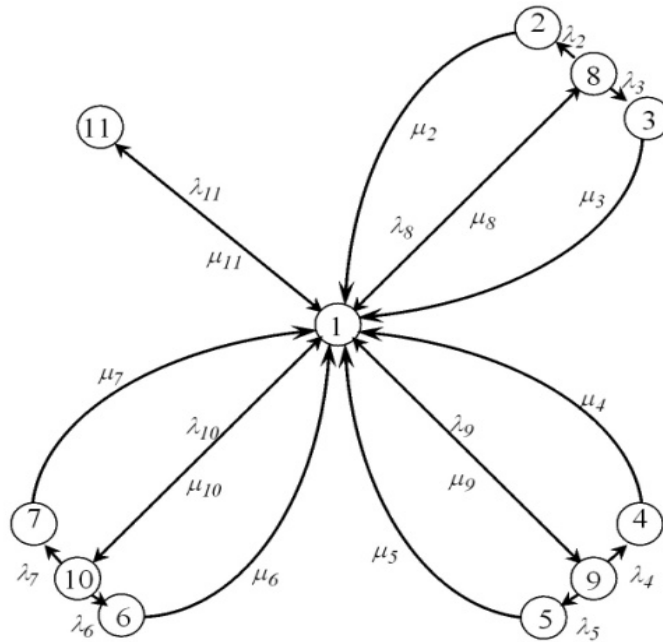


Рис. 4.8. Граф станів системи для варіанту живлення Ф–165 від шин підстанції

Для схеми граф зміни станів, з врахуванням ієрархічних перетворень, матиме вигляд, наведений на рис. 4.8. Фізична сутність станів об'єкту дослідження така:

- стан 1 – всі лінії та комутаційне обладнання функціонують;
- стан 2 – одне коло на двоколовій ділянці лінії ТП 543 – ТП 456 відмовило, при врахуванні можливих станів решти елементів розподільної мережі;
- стан 3 – друге коло на двоколовій ділянці лінії ТП 543 – ТП 456 відмовило, при врахуванні можливих станів решти елементів розподільної мережі;
- стан 4 – одне коло на двоколовій ділянці лінії ТП 456 – ТП 455 відмовило, при врахуванні можливих станів решти елементів розподільної мережі;
- стан 5 – друге коло на двоколовій ділянці лінії ТП 456 – ТП 455 відмовило, при врахуванні можливих станів решти елементів розподільної мережі;
- стан 6 – одне коло на двоколовій ділянці лінії ТП 455 – ТП 457 відмовило, при врахуванні можливих станів решти елементів розподільної мережі;
- стан 7 – друге коло на двоколовій ділянці лінії ТП 455 – ТП 457 відмовило, при врахуванні можливих станів решти елементів розподільної мережі;

стан 8 – 10 – всі споживачі фідера відключені від живлення в наслідок спрацювання релейного захисту разом з відмовою однієї з ліній ділянок ТП 543 – ТП 456, ТП 456 – ТП 455, ТП 455 – ТП 457, відповідно;

стан 11 – всі споживачі фідера відключені від живлення в наслідок спрацювання релейного захисту разом з відмовою ділянки Ф-165 – ТП 543.

За графом (рис. 4.8) складається система рівнянь Колмогорова. Для решти варіантів живлення споживачів складаються графи станів та системи рівнянь за ними, використовуючи аналогічні правила та допущення.

Вихідні дані для розрахунку якості функціонування наведені в табл. 4.1 та табл. 4.2.

Таблиця 4.1 . Показники надійності окремих елементів ЕМ

	λ (1/рік)	μ (1/рік)
Кабельна лінія	0,0122/км	292
Вимикач	0,006	2190

Таблиця 4.2. Якість функціонування суміжних фідерів

Значення показника якості функціонування	Ф-157	Ф-185
Е	0,8	0,7

Результат розв'язку системи рівнянь Колмогорова наведені в табл. 4.3. Імовірність відповідності відхилень напруги на шинах споживачів ГОСТ 13109-97 визначається за методикою наведеною в [93], використовуючи графік відхилення напруги для ТП-457 за умов живлення від шин Ф-165 подано на рис. 4.9.

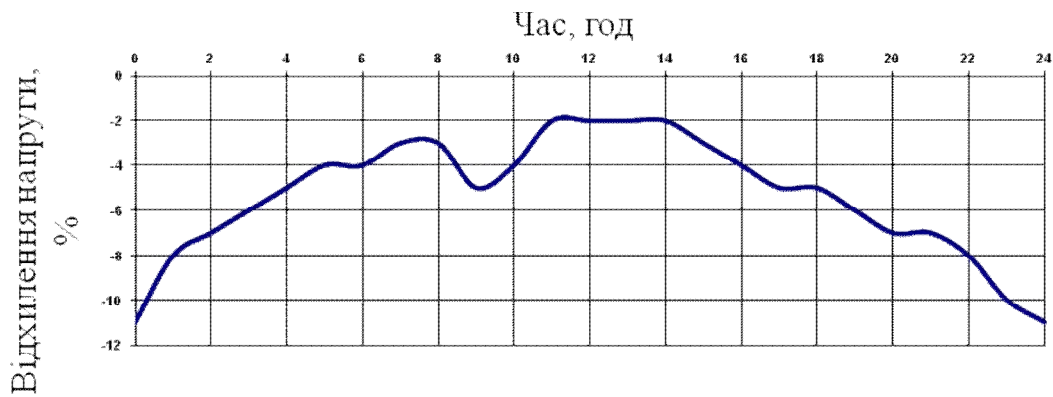


Рис. 4.9. Відхилення напруги на шинах ТП-457 протягом доби

Таблиця 4.3 . Імовірності станів системи за графом рис. 4.8

$P1$	0,999822
$P2$	9,15E-10
$P3$	9,15E-10
$P4$	9,15E-10
$P5$	9,15E-10
$P6$	9,15E-10
$P7$	9,15E-10
$P8$	4,45E-05
$P9$	4,45E-05
$P10$	4,45E-05
$P11$	4,45E-05

Під час розрахунку якості функціонування варіантів живлення від суміжних фідерів визначається результуюче значення як добуток якості функціонування відповідного фідера та фрагмента розподільної мережі живлення споживачів фідера ф-165. Наприклад, для живлення від ф-157 результуюче значення якості функціонування буде визначатись так:

$$E_1 = E_{543-456-455-457} \cdot E_{\phi-157} \cdot$$

Результати розрахунків наведені на рис. 4.10. Проаналізувавши результати розрахунку, можна так розташувати центри живлення за пріоритетом приєднання: ф-165 та ф-157. Для решти варіантів потрібен додатковий аналіз.

Наприклад, для ТП457 отримувати електроенергію від ф-185(2), а для ТП456 – від ф-185(1).

Перевіримо чи існуюча мережа (рис. 1) забезпечить якість функціонування на рівні 0,89. В цьому випадку визначати значення приведених затрат немає необхідності.

Проведемо розрахунки за виразом $E'_{зад} = 1 - \prod_{k=1}^4 (1 - E'_k)$. Відповідно до рис. 4.9 для всіх підстанцій мережі, що розглядається забезпечується задана якість функціонування.

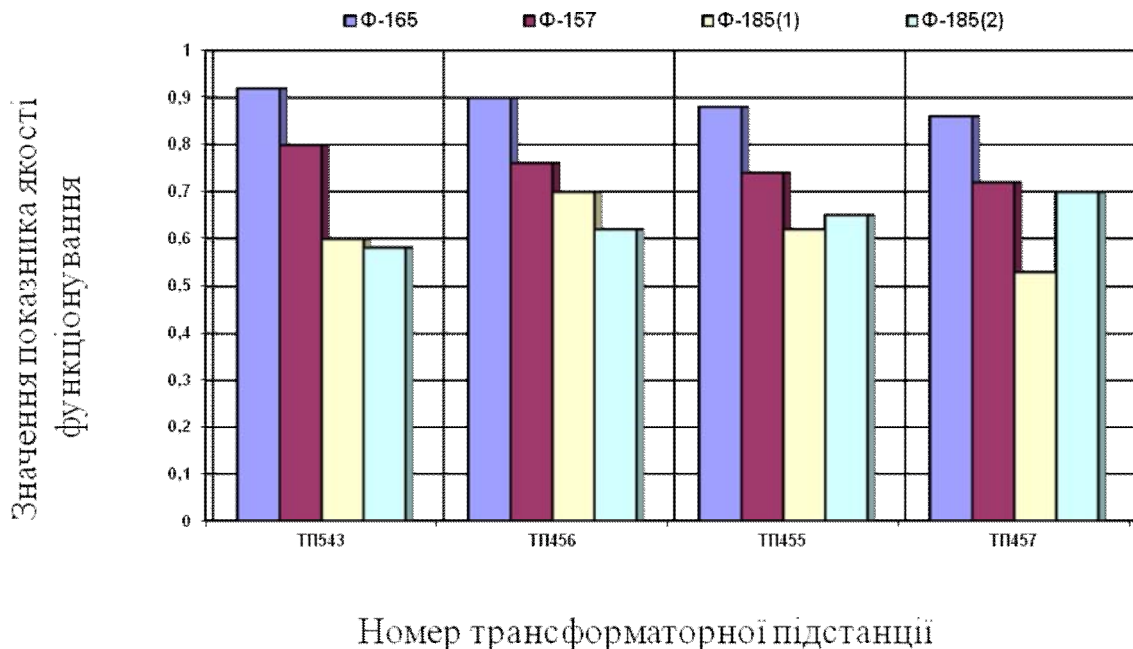


Рис. 4.10. Результати аналізу якості функціонування електричної мережі 10 кВ залежно від схеми живлення споживачів

4.4.2. Комплексне оцінювання заходів з реконструкції розподільних електричних мереж

Рівень рентабельності розподільних електричних мереж залежить від величини втрат активної потужності на транспортування електричної енергії до споживачів, надійності електропостачання та відповідності якості електричної енергії договірним домовленостям.

Оскільки розподільні електричні мережі розімкнені, при чому є певна свобода у виборі місць їх розмикання, тому доцільно розв'язувати оптимізаційну задачу. За критерій оптимальності приймається або мінімум втрат активної потужності, або надійність електропостачання, хоча при визначенні надійності практично не враховуються індивідуальні особливості цих мереж.

Під час розв'язання оптимізаційних задач не враховується якість електричної енергії, що може стати причиною додаткових витрат на покриття позовів від споживачів.

Оптимальний режим роботи розподільних електричних мереж за мінімумом втрат активної потужності не гарантує високий рівень виконання покладених на них задач з забезпечення якісного і надійного електропостачання.

Як приклад розглянемо мережу, схема якої показана на рис. 3.21.

Для аналізу виділимо з року три періоди:

- січень, березень, листопад;
- травень, липень;
- вересень.

Поділ на періоди зроблений виходячи з середніх електричних навантажень (рис. 4.11) та інтенсивностей відмов ліній електропередач (рис. 4.12) [177].

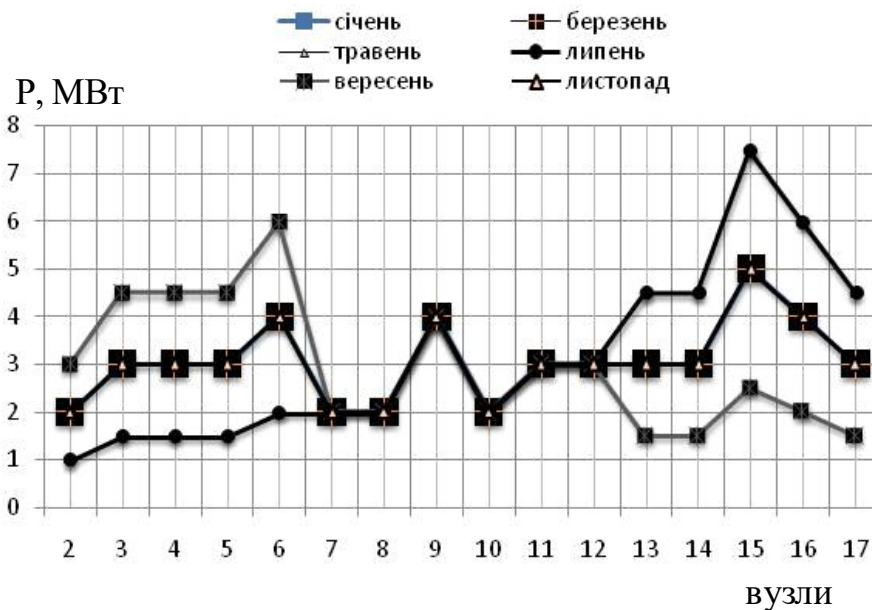


Рис. 4.11. Графіки зміни активного навантаження у вузлах схеми

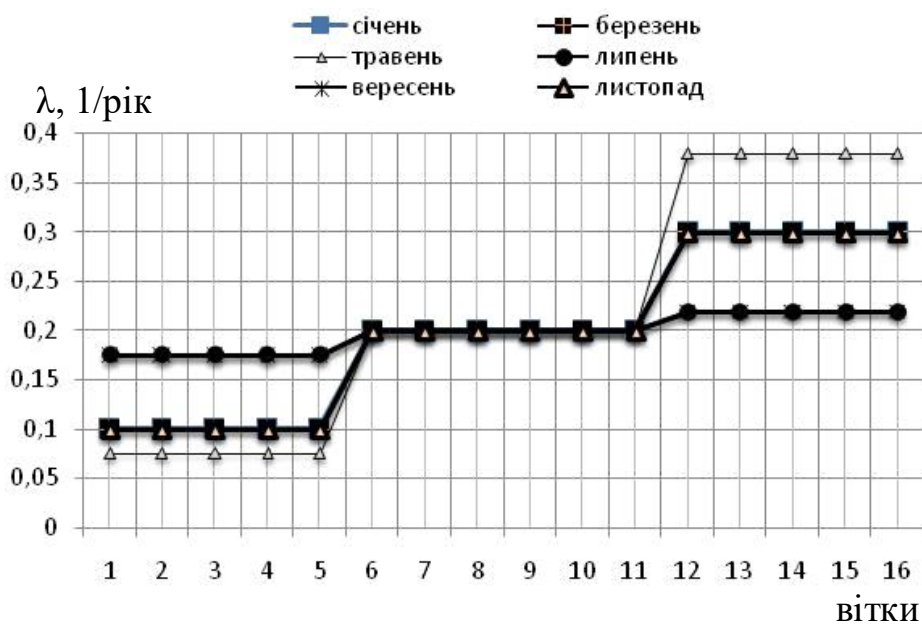


Рис. 4.12. Зміна інтенсивності відмов ЛЕП

За відомими методами [75] визначені місця секціонування для трьох періодів, оптимальні за критерієм мінімуму втрат. Для періоду I мають бути розімкнені ділянки 11-9, 12-17, 6-16 (секціонування № 1); для періоду II – 11-9, 12-17, 15-16 (секціонування № 2); для періоду III – 4-11, 5-6, 12-17 (секціонування № 3). Гістограми зміни величин сумарних втрат для кожного з варіантів секціонування зображені на рис. 4.12.

Для визначення частки втрат від навантаження кожного з вузлів споживання використано метод виділення втрат в вітках мережі від навантаження у вузлах [119]. Результати, наведені на рис. 4.13, показують, що в більшості випадків оптимум загальний не співпадає з індивідуальним для певного вузла.

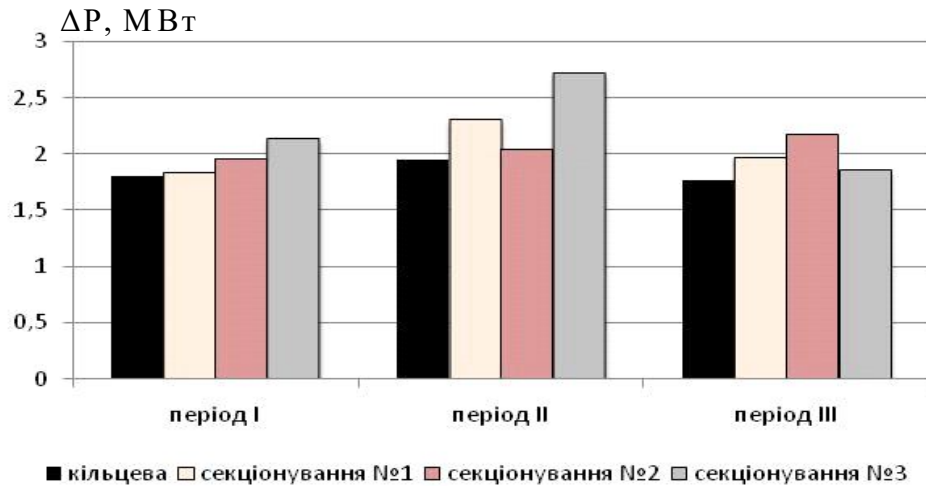


Рис. 4.13. Зміна сумарних втрат активної потужності



Рис. 4.14. Зміна втрат активної потужності від навантажень у вузлах (період I)

Для подальшого аналізу виділено вузол 6, оскільки від цієї підстанції живиться промисловий споживач, у якого досить високі вимоги до надійності і якості електропостачання. Крім цього він знаходиться в кінці фідера.

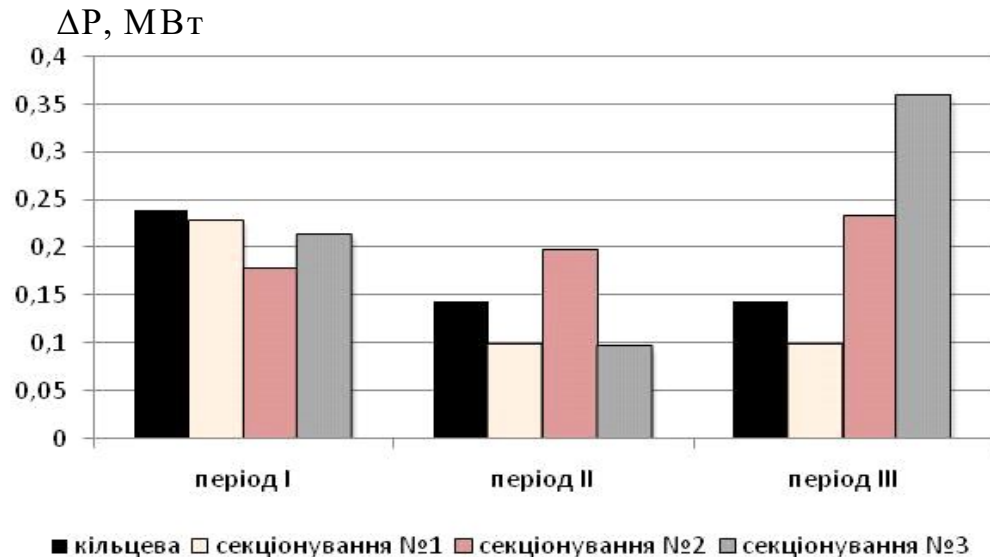


Рис. 4.15. Зміна втрат активної потужності від навантаження у вузлі 6

Порівняльний аналіз рис. 4.12 та 4.15 дозволяє відмітити не відповідність загальносистемного та індивідуального оптимумів за втратами. Тому при індивідуальному підході до тарифікації на електроенергію цей момент буде виділений в окрему задачу.

Як зазначалось схема мережі, для якої досягається мінімум втрат, не завжди забезпечує високу надійність та якість електричної енергії.

Інтеграція надійності та якості електричної енергії являє собою якість функціонування розподільної електричної мережі, оскільки це основні задачі, які ставляться перед розподільною мережею.

За критеріальною моделлю (1.17) можна оцінити якість функціонування мережі по відношенню до кожного з вузлів навантаження (рис. 4.16).

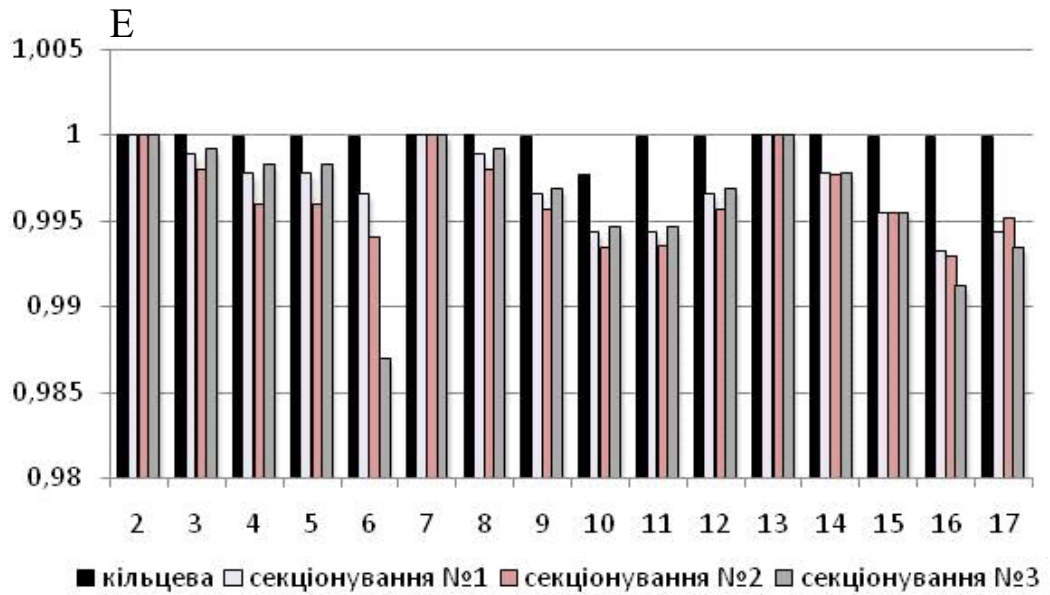


Рис. 4.16. Зміна якості функціонування мережі відносно вузлів навантаження

За отриманим показником якості функціонування можна визначити об'єм електричної енергії, який споживач недоотримає або якість її буде низькою:

$$\bar{W} = (1 - E) \cdot W \quad (4.31)$$

Оскільки витрати на покриття збитку від неякісної електричної енергії і її недовідпуску різні, то постає задача виділення із загального об'єму електричної енергії визначеного за (4.31) цих складових.

Розв'язати її можна аналізуючи критеріальну модель (1.17) з врахуванням якості електричної енергії E'' та без неї E' . Відповідно до (4.31) об'єм недовідпущеної енергії буде визначатись так:

$$\bar{W}' = (1 - E') \cdot W, \quad (4.32)$$

а об'єм неякісної електричної енергії –

$$\bar{W}'' = (E' - E'') \cdot W. \quad (4.33)$$

Отже, за значеннями втрат, недовідпуску, невідповідної якісної електричної енергії та їх вартостей можна провести комплексну оцінку певного варіанта схеми по відношенню до конкретного вузла споживання.

Для вузла 6 результат розрахунку показника якості функціонування без врахування якості електричної енергії показаний на рис. 4.17. Така картина зміни показника пояснюється не лише зносом ЛЕП, а й зміною кліматичних умов, які мають вплив не лише на повітряні ЛЕП, але й на кабельні.

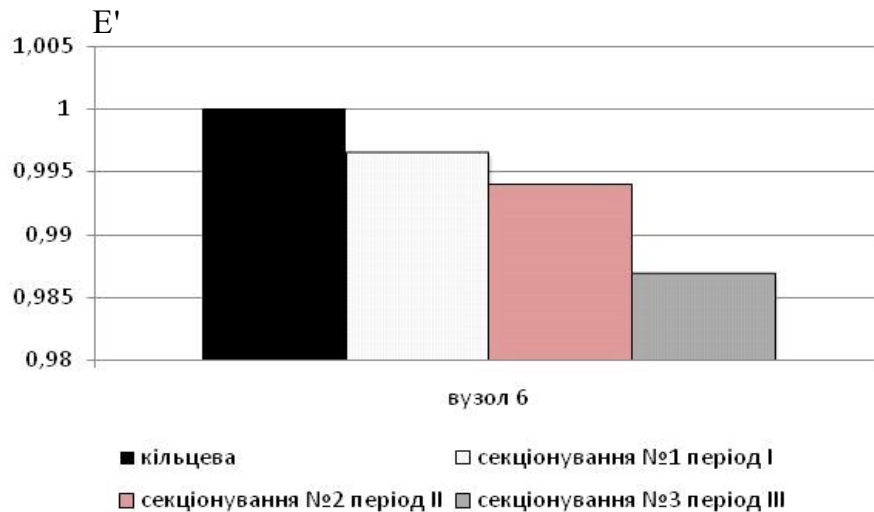


Рис. 4.17. Зміна показника якості функціонування для вузла 6 з врахуванням тільки надійності

Врахування відповідності відхилень напруги у вузлі 6 нормам дещо змінює порядок значень показника якості функціонування (рис. 4.18).

Якщо прийняти вартість втрат електричної енергії на її транспортування в розмірі 6,5 цента, недовідпущеної енергії – 9,08 долара і енергії невідповідної якості – 45,5 цента, то найбільш імовірні витрати на годину електропостачання вузла 6 становлять величини, зображені на рис. 4.19.

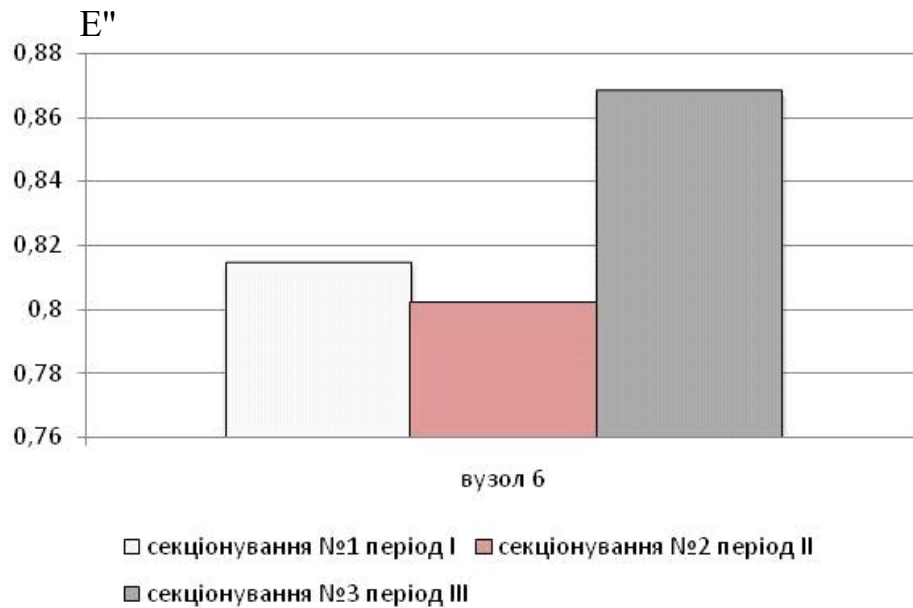


Рис. 4.18. Зміна показника якості функціонування для вузла 6 з врахуванням надійності та якості електричної енергії

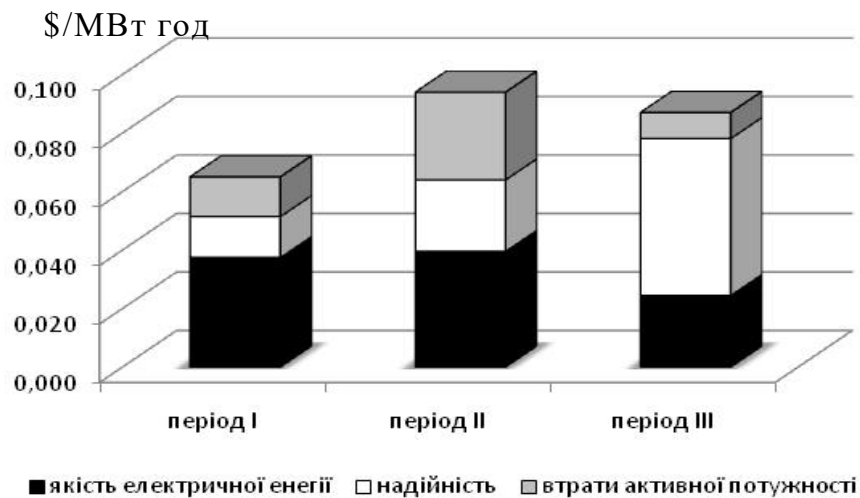


Рис. 4.19. Найбільш імовірні фінансові витрати на електропостачання вузла 6 (витрати приведені до однієї години)

Аналіз рис. 4.19 показує, що співвідношення між складовими найбільш імовірних витрат на електропостачання споживачів змінюються в залежності від схеми мережі. Оскільки місця розмикання вибирались за мінімумом втрат, то видно що ця складова менша. Тому лише проведення комплексної оцінки

дозволить знайти компромісні рішення щодо надійного і якісного електропостачання.

Висновки до розділу 4

1. Розбудова відновлюваних джерел енергії повинна призводити до покращення якості електропостачання. Однак не врахування стану електричних мереж, до яких приєднуються ВДЕ, та об'ємів споживання можуть призводити до видавання технічних умов на приєднання джерел завищеної потужності. За таких умов доцільною є реконструкція електричних мереж.

Обмеженість фінансових ресурсів вимагає розв'язання задачі вибору пріоритетних напрямків капіталовкладень під час реконструкції електричних мереж зокрема під час розбудови відновлюваних джерел енергії.

2. В роботі вдосконалено метод визначення оптимальної стратегії розвитку електричної моделі, який ґрунтується на побудові динамічної моделі, що враховує часові і просторові зв'язки. Просторові зв'язки враховують зміну конфігурацію мережі, а часові – рознесення в часі реалізованих заходів під час розвитку (реконструкції) електричної мережі. Запропонований підхід дозволяє застосовувати принцип оптимальності динамічного програмування і реалізувати відносно простий алгоритм відшукування оптимальної стратегії розвитку електричної мережі.

3. Вибір оптимальної стратегії розвитку електричних мереж виконується за критерієм якості функціонування. Отримані умови оптимальності, що являють собою відношення приростів вартості заходів, які виконуються на певному кроці, та якості функціонування в стані, до якого призвели виконані заходи. Це дозволило зменшити кількість, станів, які розглядаються під час визначення оптимальної стратегії розвитку.

4. Приклади розрахунків, наведені в роботі, показують доцільність використання комплексного оцінювання варіантів розв'язання як проектних, так і експлуатаційних задач.

РОЗДІЛ 5

ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ ЯК ЗАСІБ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Розподільна електрична мережа є складним об'єктом, який містить елементи з різними функціональними параметрами та характеристиками – трансформаторні підстанції, кабельні та повітряні лінії електропередавання тощо. Якість функціонування (готовність до надійного постачання електричною енергією належної якості) такого об'єкту залежить від надійності кожного елемента, узгодженості їх параметрів та структурних зв'язків між ними. Визначальним тут є наявність джерел електроенергії та їх технічні характеристики. Згідно сучасних тенденцій розвитку електричних систем збільшується частка децентралізованого генерування енергії, а розподільні електричні мережі (ЕМ) у сукупності з розосередженими джерелами енергії (РДЕ) розглядаються як локальні електричні системи (ЛЕС) [53]. Оскільки ЛЕС динамічно розвиваються, то виникають задачі пов'язані з оцінюванням варіантів їх розвитку. Зокрема, забезпечення ефективного функціонування розосереджених джерел електроенергії в ЛЕС вимагає розв'язання задачі оптимізації схем приєднання до розподільних електричних мереж.

Функціональна та структурна надлишковість ЕМ фактично завжди забезпечує певну свободу у виборі варіантів приєднання відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ). При цьому кожен з них буде характеризуватись відповідним рівнем якості функціонування системи.

Кількісно оцінити якість функціонування системи можна за інтегральним показником, який отримано шляхом поєднання теорії подібності і теорії марковських процесів [12, 91, 104]. Оцінювання виконується по відношенню до «ідеальної» системи, тому порівняння різних варіантів приєднання ВДЕ можна виконувати без визначення техніко-економічних показників.

Використання відновлювальних джерел дозволяє вплинути на якість

функціонування локальної електричної системи завдяки підвищенню якості електричної енергії та балансової надійності [34, 55]. Запропонований метод, що ґрунтується на використанні інтегрального показника якості функціонування дозволяє розробляти рекомендації з введення додаткових джерел енергії і точок їх підключення до мережі.

Зростання рівня впровадження ВДЕ в електричні мережі України зумовлює відчутний вплив на режими мереж, який є не завжди позитивним внаслідок особливостей таких джерел [40]. Подальший аналіз виконаємо на прикладі Ямпільських районних електричних мережах Вінницької області, сумарна потужність ВДЕ в яких складає понад 30% від потужності навантаження, з них 95% припадає на фотоелектричні станції. По окремих фідерах встановлена потужність ФЕС співрозмірна з потужністю навантаження або навіть більша. Оскільки генерування ФЕС змінюється протягом дня, то можливі випадки, коли декілька годин на добу генерування ФЕС переважає локальне електроспоживання. Це пояснюється ще й тим, що часто в години піку генерування сонячних електростанцій в загальному графіку навантаження йде спад. З урахуванням того, що фотоелектричні станції підключаються поблизу споживачів, це значно збільшує нерівномірність сумарного добового графіка електричних навантажень.

Тому виникає декілька основних задач, які потрібно вирішувати як на етапі проектування – вибір оптимальної потужності ФЕС, з урахуванням потужності локального електроспоживання, так і експлуатаційна – узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження ЛЕС. Окремою задачею оптимізації функціонування фотоелектричних станцій в локальних електричних системах є визначення ємності накопичувача електроенергії, які є обов'язковими для забезпечення заявленого графіка генерування ФЕС на наступний день, що вимагає Закон України про ринок електричної енергії.

5.1. Оцінювання впливу генерування ФЕС на якість функціонування ЛЕС

5.1.1. Визначення імовірнісних характеристик генерування ФЕС для схеми електричних мереж 10 кВ Ямпільського району

Для проведення розрахунку режимних параметрів схеми Ямпільських РЕМ аналізувалася вихідна інформація щодо ФЕС, розташованих в них. Результати проведеного аналізу покажемо на прикладі Гальжбіївської ФЕС. Нормальна схема видачі потужності електростанцією передбачає, що електроенергія, генерована ФЕС, видається через КТП 0,4/10 – 630 кВА та 0,4/10 – 1000 кВА лінією 27–23 видається в мережу, яка з'єднана з підстанцією «Ямпіль» 110/10 (рис. 5.1).

Протяжність ліній фідера 15 ПС 110/10 «Ямпіль» становить 18 км. Даний фідер містить: 37 вузлів, 16 трансформаторних підстанцій, Гальжбіївську ФЕС потужністю 1431 кВт. Сумарна потужність трансформаторних підстанцій, від яких живляться споживачі становить 2 149 кВт.

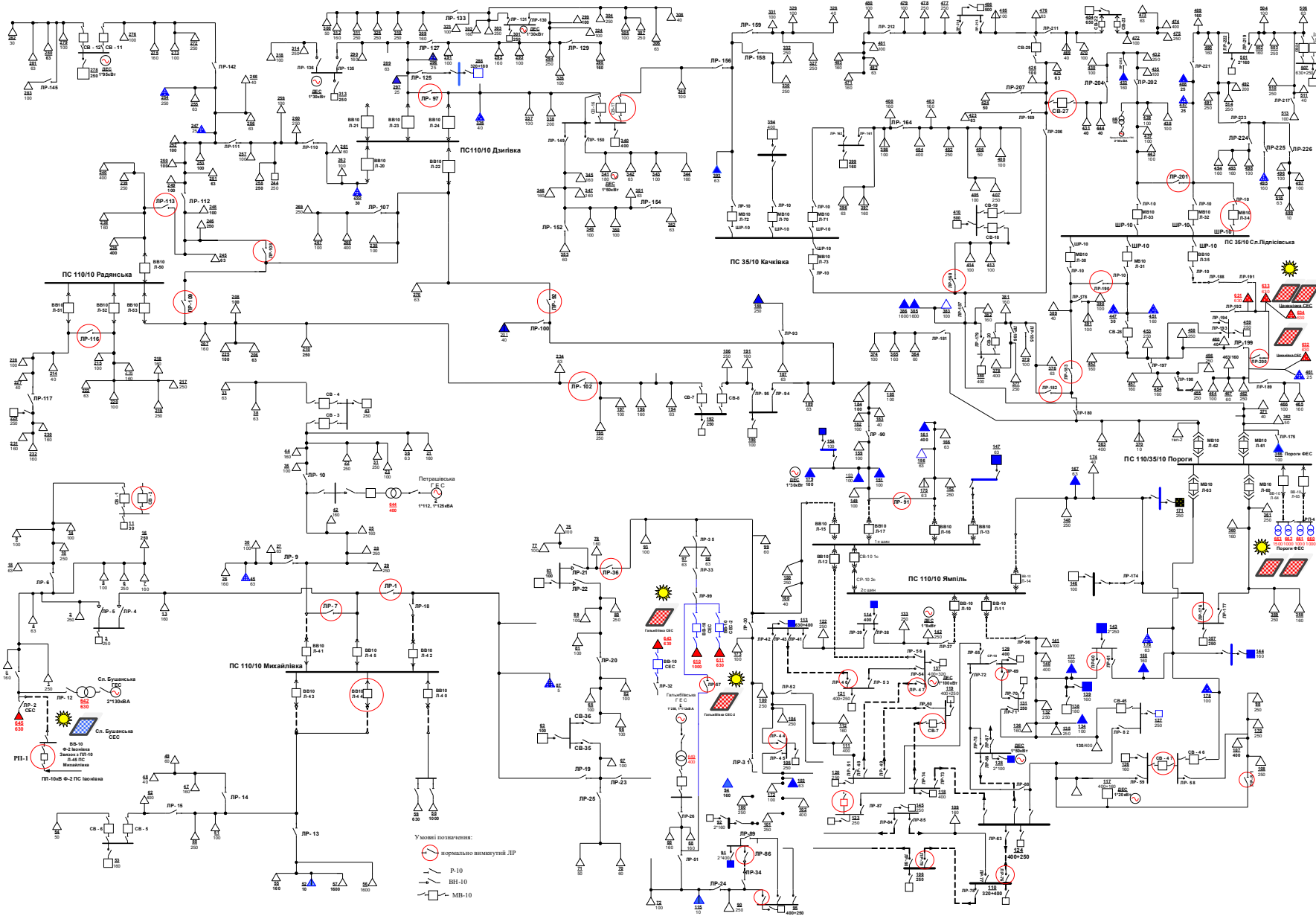


Рис. 5.1. Схема Ямпільських районних електричних мереж

На рисунку 5.2 показано зміну потужності генерування ФЕС та навантаження для літнього періоду в проміжок часу з 12:30 до 13:00. Цей графік свідчить про те, що баланс між спожитою та генерованою ФЕС електроенергією забезпечується з певною імовірністю, яка не дорівнює одиниці.



Рис. 5.2. Зміна потужності генерування ФЕС та навантаження протягом літнього періоду в проміжок часу з 12:30 до 13:00

Для визначення імовірності забезпечення балансової надійності генеруванням ФЕС необхідно визначити закон розподілу випадкової величини. Проведені в п. 2.2.2 дослідження показують, що розподіл потужностей навантаження та генерування ФЕС з достатньою точністю описує суміш гаусових розподілів. Використання ЕМ-алгоритму для розщеплення гаусової суміші дає можливість визначити їх основні імовірнісні характеристики для кожної компоненти генерування та навантаження. За отриманими характеристикам знаходимо імовірність покриття графіка навантаження генеруванням ФЕС по кожному часовому проміжку доби літнього періоду. Що стосується зими, весни та осені, то відповідні розрахунки по визначенню імовірнісних характеристик генерування Гальжбіївської ФЕС та навантаження лінії Ф-15 «ПС Ямпіль 110/10кВ» наведені в Додатку Б.

Графічне зображення зміни імовірності покриття графіка навантаження Ф-15 генеруванням Гальжбіївської ФЕС протягом доби для літнього періоду

представлено на рисунку 5.3.

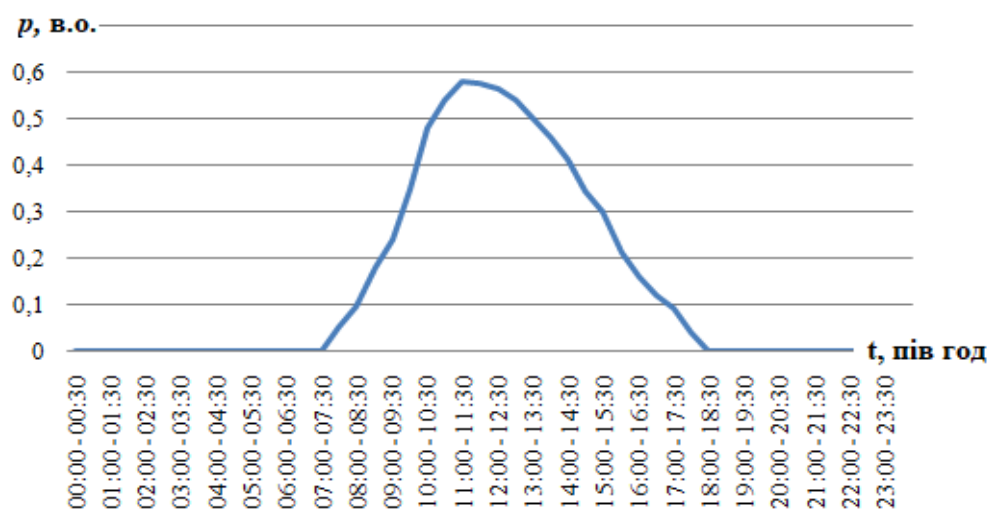


Рис. 5.3. Зміна імовірності покриття графіка навантаження Ф-15 генеруванням Гальжбіївської ФЕС

Ці імовірності інтегруються у вигляді коефіцієнта стабільності [114], визначеного за (2.18). Для прикладу, що розглядається, $P_{\sigma} = 0.326$.

5.1.2. Якість функціонування локальної електричної системи

Для визначення показника якості функціонування ЛЕС (див. рис. 5.1) необхідно показати можливість перетворення матриці коефіцієнтів Колмогорова, використовуючи принципи теорії подібності. Процес функціонування ЛЕС можна показати у вигляді графа її станів (рис. 5.6), за яким складено систему рівнянь Колмогорова.

Для визначення показника якості функціонування розподільної електричної мережі з ВДЕ, необхідно визначити показники якості функціонування кожного з робочих станів. Визначаються вони за формулою (3.1) при наявності розрахованих складових, які характеризують балансову надійність, економічність режиму, якість електричної енергії.

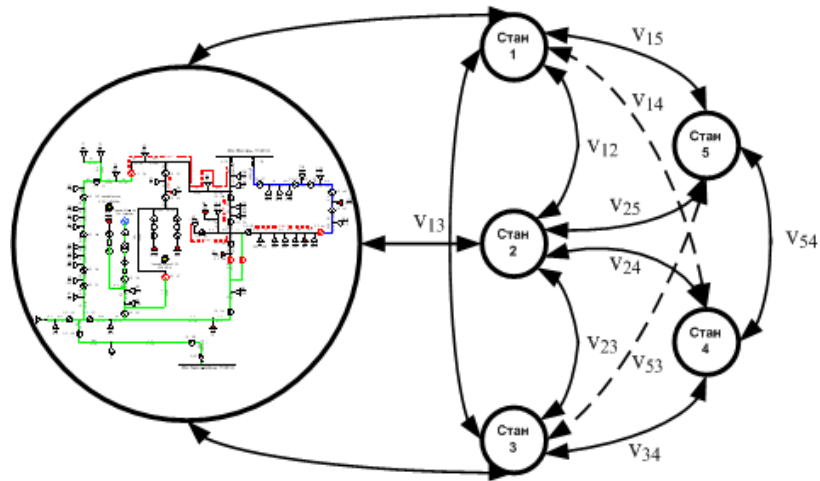


Рис. 5.6. Граф зміни станів, в яких може перебувати ЛЕС

Побудуємо граф станів, в якому врахуємо відмови елементів за схемою $n-2$ (стани зумовлені відмовою більше трьох елементів ЕМ не враховуємо як малоімовірні). Фрагмент розробленого графа показано на рисунку 5.7.

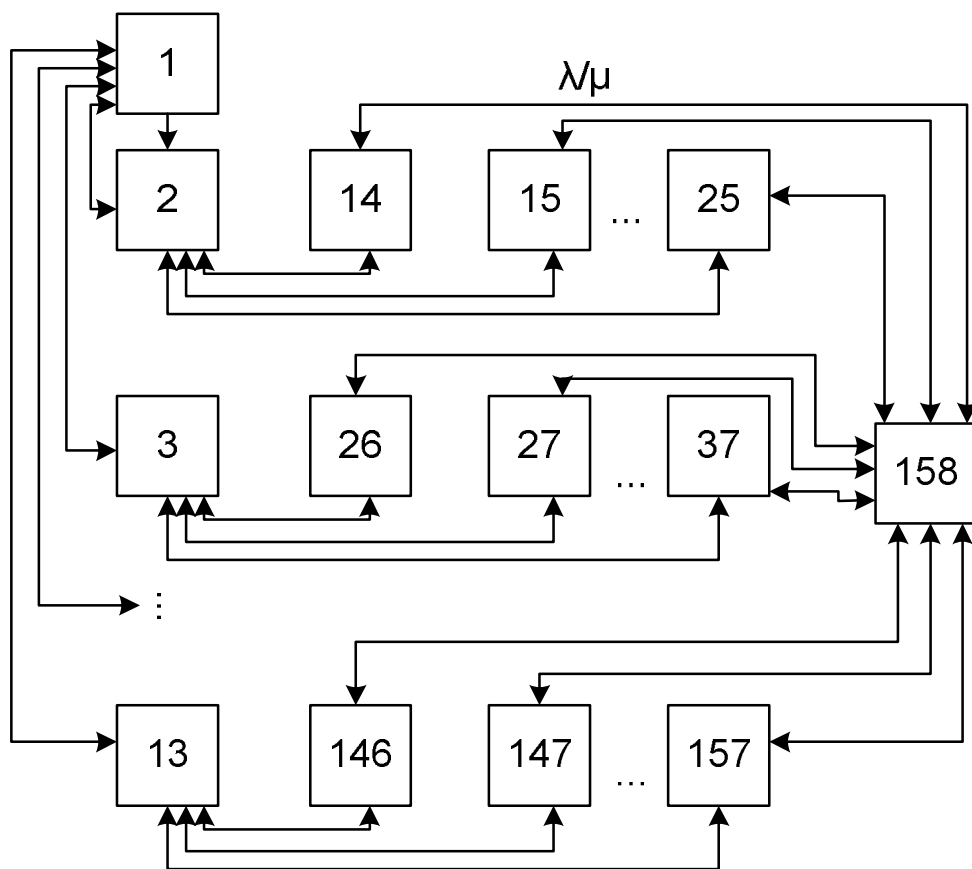


Рис. 5.7. Фрагмент графу станів ЕМ

Показники інтенсивностей відмов λ та відновлень μ , елементів ЕМ, обчислимо за статистичними даними про відмови надані ПАТ «Вінницяобленерго». За графом станів сформуємо систему рівнянь Колмогорова (фрагмент масиву коефіцієнтів системи рівнянь наведено в Додатку В).

Скориставшись засобами Microsoft Office Excel 2007 було виконано розрахунок імовірностей появи відповідних станів, частина з яких наведена в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1. Імовірності станів ЕМ визначені за системою рівнянь Колмогорова

№ стану	Імовірність	№ стану	Імовірність	№ стану	Імовірність	№ стану	Імовірність
1	0.98	48	1.9E-07	95	1.9E-07	142	1.9E-07
2	2.9E-04	49	1.9E-07	96	1.9E-07	143	1.9E-07
3	4.9E-04	50	2.0E-07	97	1.9E-07	144	1.9E-07
4	4.5E-04	51	2.0E-07	98	1.9E-07	145	1.9E-07
5	4.4E-04	52	1.9E-07	99	1.9E-07	146	1.9E-07
6	4.4E-04	53	1.9E-07	100	1.9E-07	147	1.9E-07
7	4.4E-04	54	1.9E-07	101	1.9E-07	148	1.9E-07
8	4.4E-04	55	1.9E-07	102	1.9E-07	149	1.9E-07
9	4.4E-04	56	1.9E-07	103	1.9E-07	150	1.9E-07
10	4.4E-04	57	1.9E-07	104	1.9E-07	151	1.9E-07
11	4.4E-04	58	1.9E-07	105	1.9E-07	152	1.9E-07
12	4.4E-04	59	1.9E-07	106	1.9E-07	153	1.9E-07
13	4.4E-04	60	1.9E-07	107	1.9E-07	154	1.9E-07
14	1.2E-07	61	1.9E-07	108	1.9E-07	155	1.9E-07
15	1.2E-07	62	1.9E-07	109	1.9E-07	156	1.9E-07
16	1.2E-07	63	1.9E-07	110	1.9E-07	157	1.9E-07
17	1.2E-07	64	1.9E-07	111	1.9E-07	158	2.0E-04

Проведемо аналіз робочих станів і оцінимо коефіцієнт готовності для ЕМ. З 158 станів робочими є 157, відповідно коефіцієнт готовності буде визначатись як сума ймовірностей цих станів. В цьому конкретному випадку $K_r = 0,999797$. Не дивлячись на достатньо високий рівень структурної надійності гарантувати відповідний рівень балансової надійності ЕМ та їх економічність не можна. Проведемо оцінювання відповідних показників з врахуванням впливу ФЕС.

Отримані показники якості функціонування підставляються в (3.2), притримуючись алгоритму, викладеному в [61, 91], з врахуванням матриці коефіцієнтів системи рівнянь Колмогорова. Для встановленої потужності ФЕС $E = 0,352$. Таке значення інтегрального показника якості функціонування пояснюється відносно невисокою імовірністю забезпечення балансової надійності виключно генеруванням ФЕС і, як наслідок, економічності режиму розподільних електричних мереж. Враховуючи, що основною причиною низької готовності розподільних мереж з ВДЕ до забезпечення якісного електропостачання, а відповідно низького значення інтегрального показника якості функціонування, є неспівпадання графіків генерування ВДЕ і споживання, то доцільним є розроблення методів визначення оптимальних місць підключення та потужностей відновлюваних джерел енергії. Європейський досвід демонструє необхідність, окрім оцінювання доцільних об'ємів потужності ВДЕ, регулювання попиту на електричну енергію [153, 154, 186], що, в задачі забезпечення якісного електропостачання, дозволило б підвищити якість функціонування розподільних електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії.

5.1.3. Оцінювання впливу генерування ФЕС на режимні параметри ЛЕС

Аналіз графіків навантаження ЛЕС (рис. 5.8, а) та генерування ФЕС (рис. 5.8, б) дає змогу оцінити вплив генерування фотоелектричної станції на режимні параметри роботи ЛЕС.

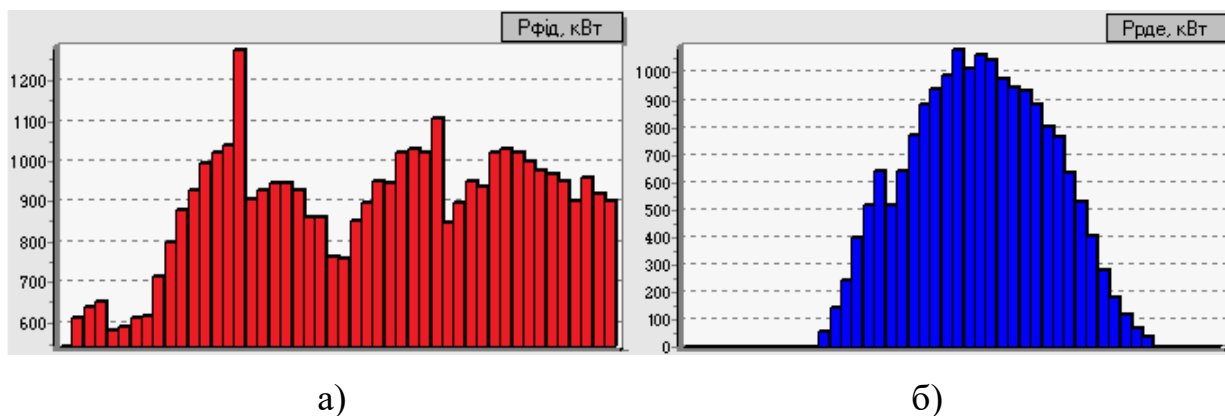


Рис. 5.8. Графіки електричних навантажень Ф-15 а); б) – генерування Гальжбіївської ФЕС

З графіків видно (рис. 5.8), що пік генерування ФЕС приходить на денний провал у графіку навантаження. У разі неузгодженого з локальним електроспоживанням генерування ФЕС негативно впливає на режимні параметри роботи ЛЕС, оскільки в години максимуму генерування має місце певна надлишковість потужності. Це, в свою чергу, збільшує втрати активної потужності в мережі та погіршує якість електроенергії.

За запропонованим в розділі 2 методами визначення складових економічності та якості електричної енергії (відповідно (2.19) та (2.23)) здійснено оцінювання впливу генерування Гальжбіївської ФЕС (1.431 МВт) на рівні напруги у вузлах та втрати активної потужності фідера Ф-15 Ямпільських РЕМ. Результати розрахунку представлені на рисунку 5.9.

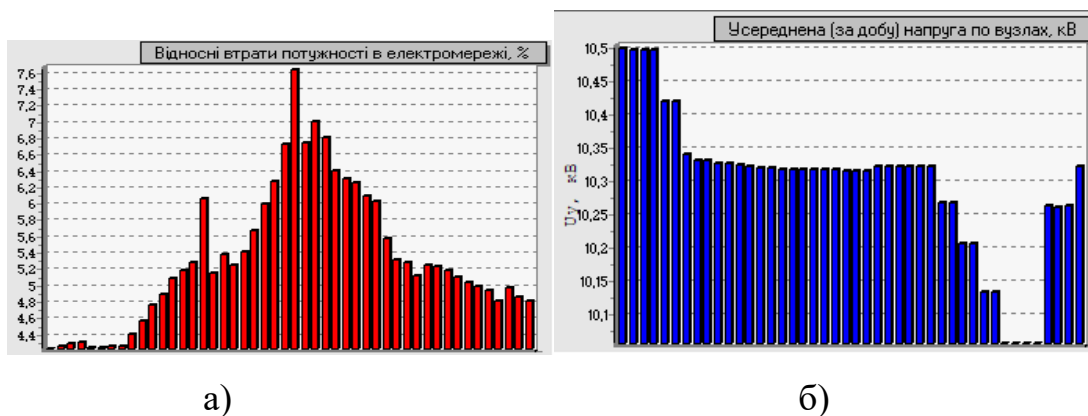


Рис. 5.9. Зміни протягом доби втрат потужності в ЛЕС (а) та середнього значення напруги у вузлах (б)

За результатами, наведеними на рис. 5.9, виконано оцінювання складової якості електричної енергії. Аналіз проведемо за можливими станами ЕМ. Використано програмний комплекс "Втрати-10/0.4 (РДЕ)".

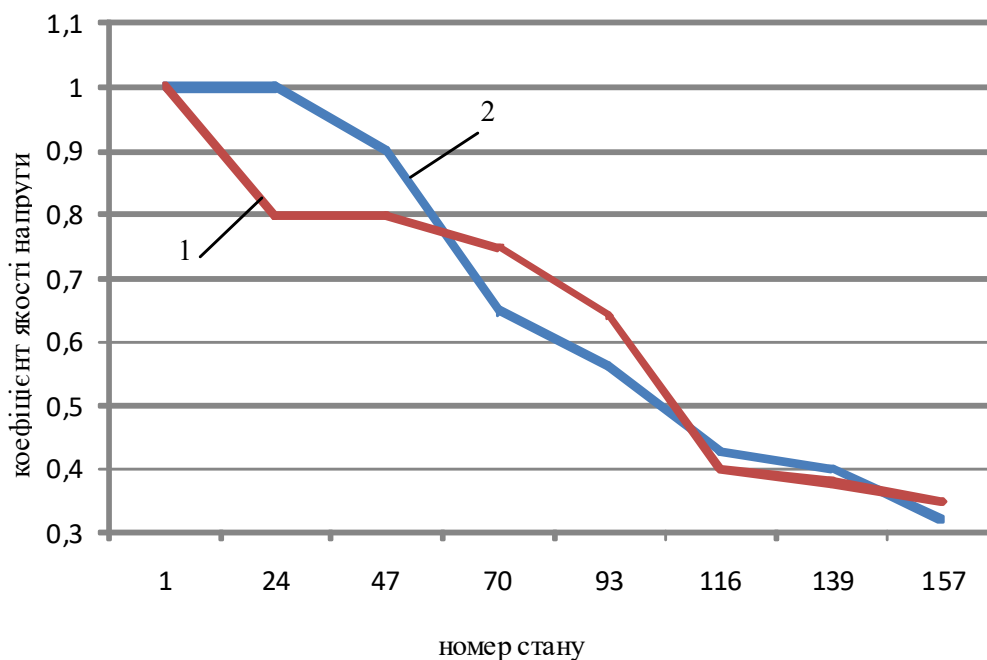


Рис. 5.10. Зміна коефіцієнта якості напруги в залежності від стану, в якому знаходиться ЕМ

За результатами розрахунків можна зробити висновок, що в станах, зумовлених відмовою лише одного елемента ЕМ, наявність ВДЕ призводить до покращення якості напруги (крива 2). Але в станах з відмовою двох елементів наявність "зайвої" електричної енергії, яка не споживається поряд з джерелом, призводить до перевищення рівнів напруги, а відповідно погіршення якості напруги. Очевидно, що зміна коефіцієнта втрат буде мати схожий характер.

Значення відповідних складових якості функціонування такі:

–імовірність забезпечення нормативного відхилення напруги у вузлах ЛЕС:

$$P_U = 0,953 \text{ в.о.};$$

–імовірність забезпечення економічного режиму в мережі

$$P_{\Delta P} = 0,231 \text{ в.о.}$$

5.2. Узгодження графіків генерування ВДЕ та споживання в ЛЕС

5.2.1. Визначення оптимальної встановленої потужності ВДЕ

Графік генерування ВДЕ залежить від природних умов регіону, в якому джерело розміщується. Значення встановленої потужності ВДЕ повинно вибиратись за умови максимальної відповідності графіка генерування з графіком споживання. Враховуючи стохастичний характер обох графіків метод ґрунтується на аналізі ймовірностей.

Вихідною інформацією для початку розрахунку є: статистичні дані (мінімум за попередній рік) і прогноз про природні умови (сонячна радіація, вітрові потоки); графіки електроспоживання вузлів фідера; схема й параметри заміщення елементів електричної мережі [65].

Крок 1. Формується річна база добових графіків інсоляції (вітрових потоків) до безрозмірного виду шляхом ділення на максимальне значення. Формується річна база сумарних добових графіків по фідеру й приводиться до безрозмірного виду.

Крок 2. Формуються річні графіки за тривалістю відповідно для ВДЕ й споживачів.

Крок 3. Оцінюється коефіцієнт енергетичної забезпеченості $k_s = \frac{M(E_{\text{спож}})}{M(E_{\text{ВДЕ}})}$,

де $M(E_{\text{спож}})$ – математичне очікування річного споживання; $M(E_{\text{ВДЕ}})$ – математичне очікування річного генерування ВДЕ.

Крок 4. За необхідності уточнюються графіки ВДЕ отримані на кроці 1 з метою одержання коефіцієнта енергетичної забезпеченості рівного 1.

Крок 5. Для уточнених графіків визначаємо імовірності забезпечення балансу P_0 за (2.18).

Крок 6. Визначаємо коефіцієнти струморозподілу за $C_r = \mathbf{R}^{-1} \mathbf{M}^T (\mathbf{M} \mathbf{R}^{-1} \mathbf{M}^T)^{-1}$, які залежать від точки установки ВДЕ й вибираємо рядок, що відповідає вітці, через яку втікає генерована потужність ВДЕ в мережу. Розглядаються всі можливі (за технічними умовами) точки

приєднання.

Крок 7. Шляхом аналізу отриманих векторів C_r , для кожного з вузлів, вибирається той у якого сума коефіцієнтів більше.

Крок 8. По вихідних добових графіках споживання розраховуємо математичне очікування потужності споживаної кожним вузлом фідера.

Крок 9. Визначаємо математичне очікування потужності генерування

$$\mathbf{M}(P_{ВДЕ}) = \mathbf{M}(P_{спож})^T \mathbf{C}_r^T.$$

Крок 10. Визначаємо встановлену потужність ВДЕ як $P_{ВДЕ} = P_{\sigma} k_{\sigma} M(P_{ВДЕ})$.

Використання в алгоритмі коефіцієнту енергетичної забезпеченості та імовірності забезпечення балансу дозволяє врахувати не лише особливості графіків генерування та споживання, але й визначити потужність ВДЕ, яка забезпечить графік генерування максимально наближений до графіка споживання [108].

Ефективність запропонованого методу можна показати на прикладі. Розглянемо фідер, схема якого показано на рис. 5.1.

Розглянемо як можливі за технічними умовами вузли для підключення ВДЕ 80, 63 і 610. Для вибору найкращого з них за критерієм втрат електричної енергії визначимо коефіцієнти струморозподілу для кожного з варіантів. Значення коефіцієнтів C_r зведемо в табл. 5.2. Оскільки сумарне значення коефіцієнтів більше для вузла 610, то цей вузол є найкращим вузлом для підключення ВДЕ. Це підтверджується результатами розрахунків. З рис. 5.11 – 5.12 (для вузла 80), рис. 5.13 (для вузла 610) та рис. 5.14 (для вузла 63) можна зробити висновок про більший розвантажувальний ефект, коли ФЕС встановлюється у вузлі 610.

Для порівняння проведено розрахунок втрат активної потужності в ЕМ з перебором потужностей ФЕС для досліджуваного графіка генерування й споживання. Графічна інтерпретація результатів показана на рис. 5.11 – 5.14.

Таблиця 5.2. Результати аналізу векторів коефіцієнтів струморозподілу

Сумарне значення коефіцієнтів струморозподілу		
по відношенню до вузла 80	по відношенню до вузла 610	по відношенню до вузла 63
9.914	11.805	9.041

На рис. 5.11 показано результати розрахунку добових втрат електроенергії протягом року. Відповідно розглянуто три випадки:

- без врахування генерування ФЕС (крива 1);
- з генеруванням ФЕС при оптимальній (за запропонованим методом) її встановленій потужності (81,5 кВт) (крива 2);
- з генерацією ФЕС встановленої потужності 200 кВт (крива 3).

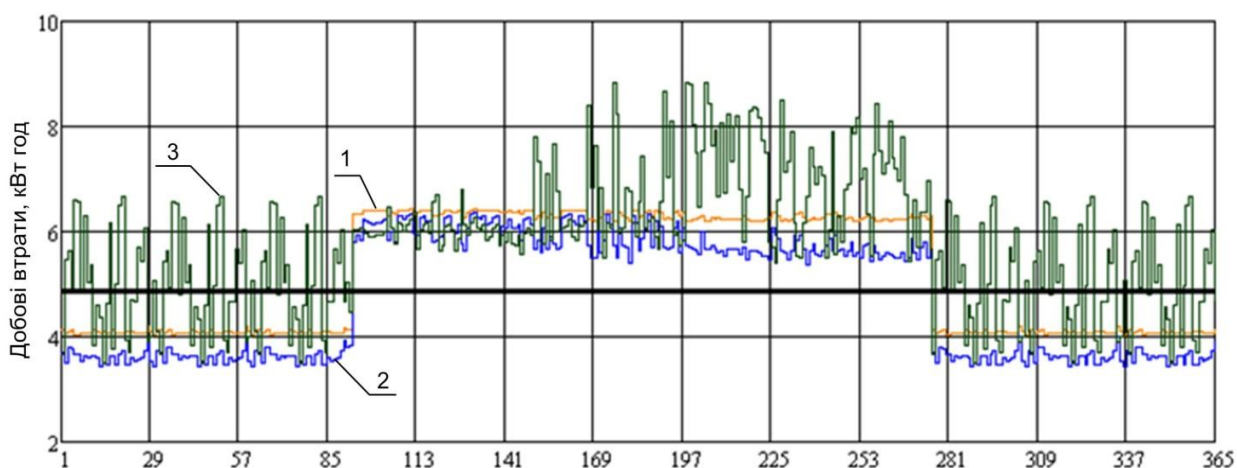


Рис. 5.11. Результати розрахунку втрат протягом року, коли ФЕС встановлені у вузлі 80

З аналізу отриманих графіків можна констатувати адекватність результатів отриманих запропонованим методом.

На рис. 5.12 – 5.14 крива 1 – зміна втрат активної потужності протягом року, отримана перебором встановлених потужностей ФЕС; крива 2 – зміна втрат активної потужності протягом року, отримана перебором встановлених потужностей ФЕС за умови, що встановлена потужність джерела обрана з аналізу найбільш імовірної ступені електроспоживання; крива 3 – зміна втрат

активної потужності протягом року, отримана перебором встановлених потужностей ФЕС за умови, що режим роботи станції диктується не тільки природними умовами, але й графіком електроспоживання; точка 4 – результат розрахунку за запропонованим методом.

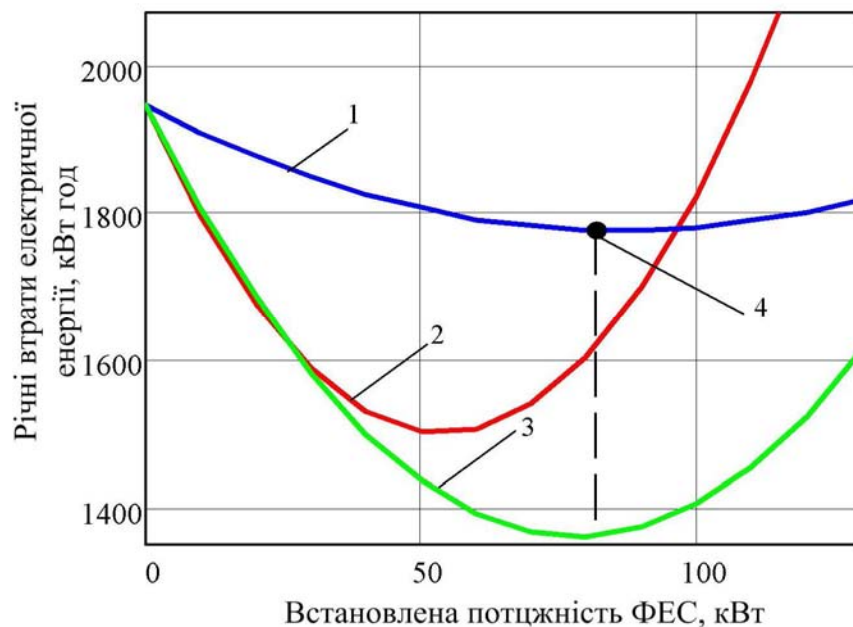


Рис. 5.12. Результати розрахунку при встановленні ФЕС у вузлі 80

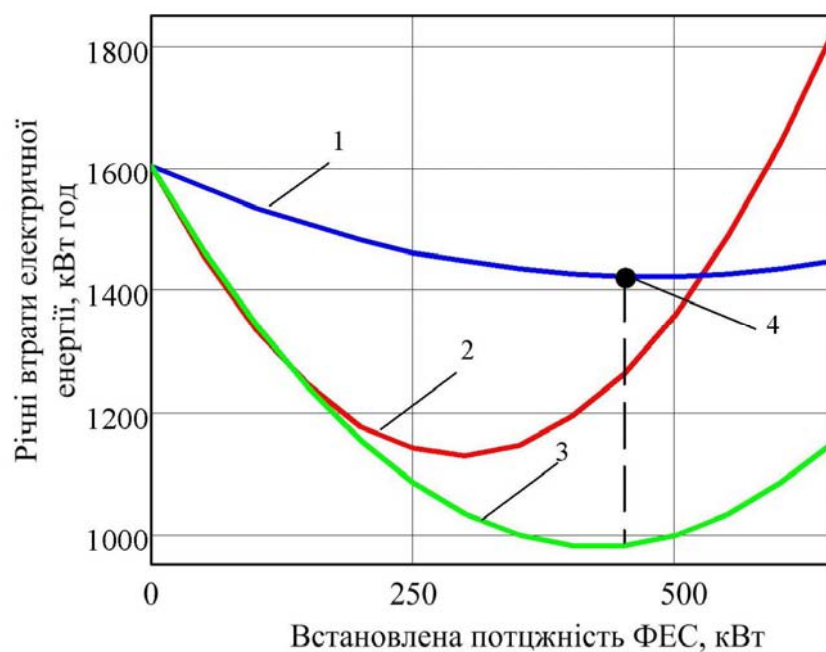


Рис. 5.13. Результати розрахунку при встановленні ФЕС у вузлі 610

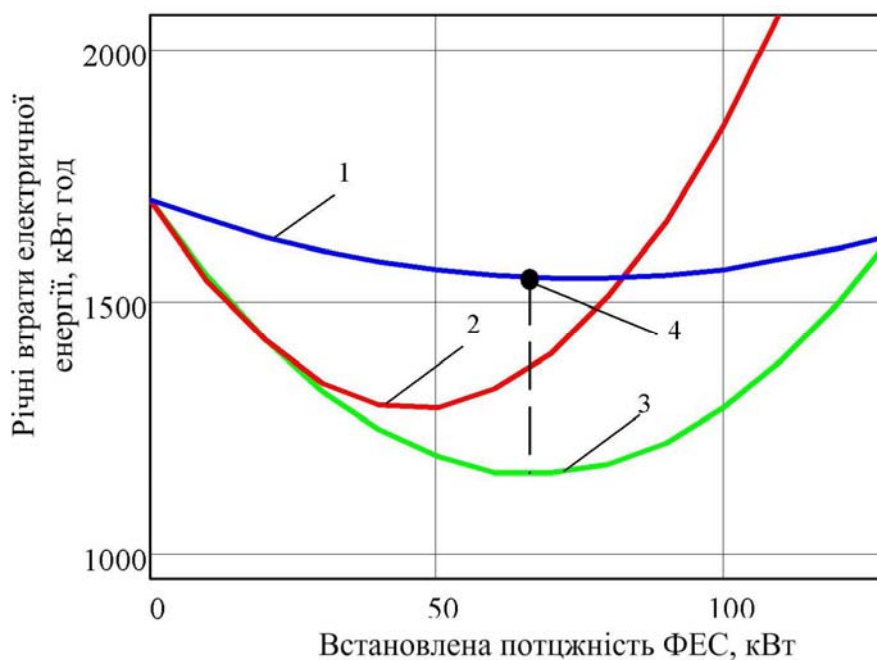


Рис. 5.14. Результати розрахунку при встановленні ФЕС у вузлі 63

Результати отриманні за умови, що графіки електроспоживання співпадають, тобто коефіцієнт стабільності покриття графіків однакові для кожного з споживачів. Зрозуміло, що це певна ідеалізація реального перебігу речей, але зроблено це допущення для того, щоб показати дієвість закладеного принципу. Для врахування реальних графіків електроспоживання необхідно коефіцієнти струморозподілу уточнювати шляхом перемноження на відповідну імовірність забезпечення балансу.

Запропонований метод дозволяє вибрати оптимальні місце під'єднання і встановлену потужність ВДЕ [187]. За отриманими результатами можна провести комплексний аналіз з оцінювання забезпечуваної якості функціонування електричної мережі.

Результат залежності якості функціонування ЛЕС для найбільш імовірного стану в залежності від встановленої потужності генерування ФЕС наведено на рис. 5.15.

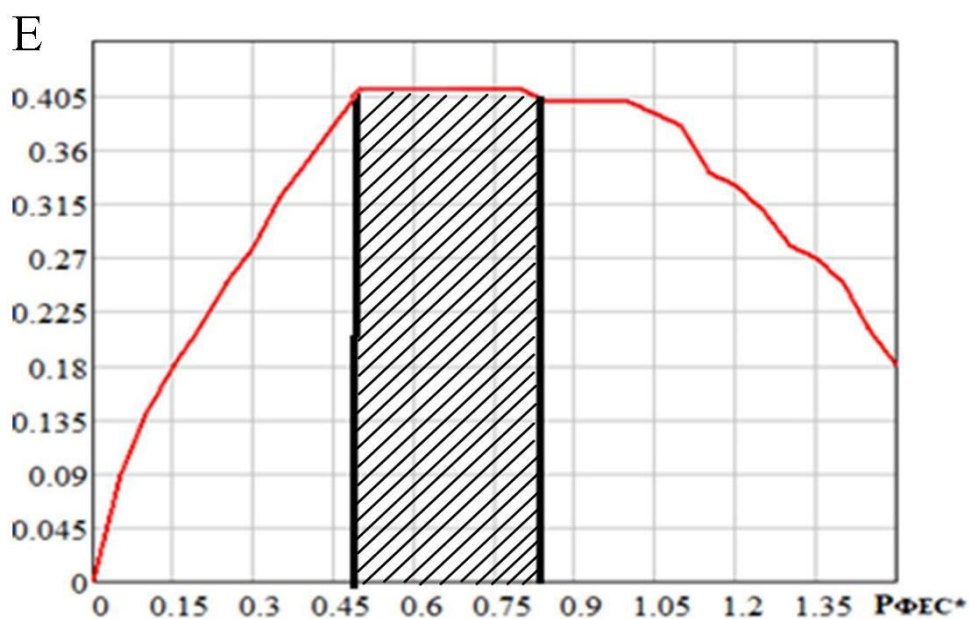


Рис. 5.15. Визначення оптимальної встановленої потужності Гальжбіївської ФЕС для фідера Ф-15 Ямпільських РЕМ

Значення потужності генерування ФЕС представлено у відносних одиницях від фактично встановленої потужності $P_{\text{вст.ФЕС}} = 1,431$ МВт (розрахунок проведено для другої черги введення ФЕС). Результати розрахунку показують, що для забезпечення якісного електропостачання оптимальною була б потужність ФЕС в діапазоні 47% – 80% від фактично встановленої. А саме, рекомендована потужність ФЕС має становити 0,95 МВт. Показник якості функціонування для оптимальної потужності ФЕС, буде становити $E_{\text{я_опт.ФЕС}} = 0,41$.

Вибір оптимальної потужності генерування ФЕС дозволяє покращити рівні напруги у вузлах та підвищити імовірність забезпечення економічності режиму в ЛЕС [189]. Ефективним також є узгодження графіків генерування і споживання в рамках програми регулювання споживання [153, 154, 186].

Запропонований метод реалізований як окремий модуль в ПК «Втрати». Вікно програмного модуля формування оптимальних схем приєднання РДЕ має наступний вигляд (рис. 5.16).

Головне вікно призначено для ініціалізації користувачем відповідних

режимів автоматизованої системи:

1. Введення інформації щодо потенційних місць приєднання та наявних об'єктів розосередженого генерування. В цьому режимі виконується введення структури розподільної електричної мережі, кількості та назв фрагментів (фідерів) та об'єктів (ТП) в таблицю „Об'єкти”.

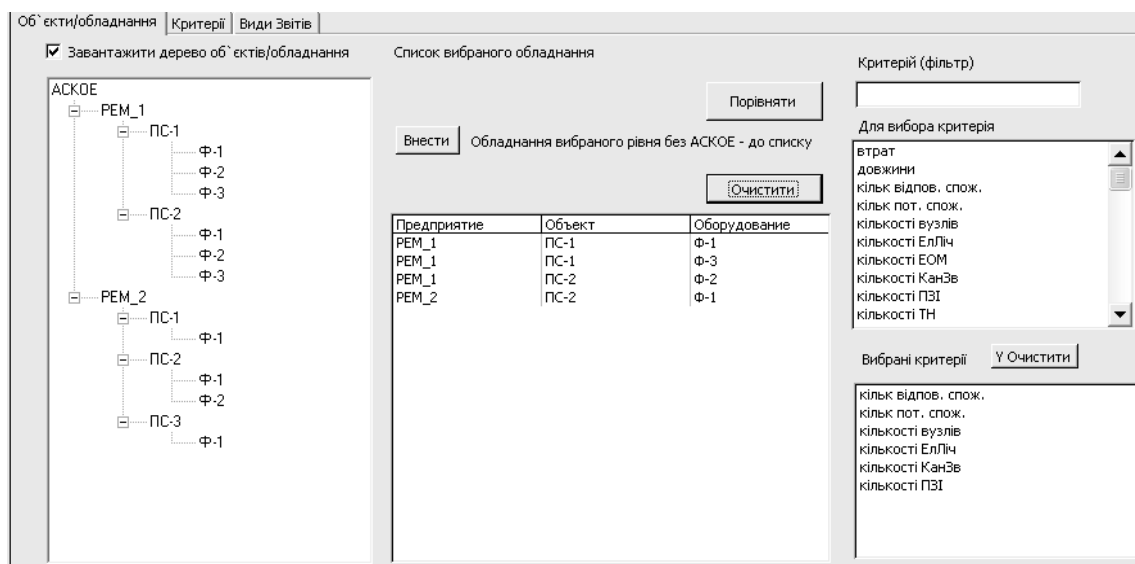


Рис. 5.16. Вікно програмного модуля формування оптимальних схем приєднання РДЕ

2. Введення інформації по фідерах 10(6) кВ. В цьому режимі вводиться інформація щодо кількості та назв відповідних фідерів 10(6) кВ в таблицю „Обладнання”.

3. Вибір потенційних місць приєднання РДЕ до електромереж. Даний режим реалізується в головному вікні модулю вибором фрагментів та об'єктів зі структурного дерева (рис. 5.16).

4. Вибір сукупності критеріїв оптимізації. В цьому режимі користувач виконує вибір тих критеріїв, за якими буде проводитися багатокритеріальний аналіз об'єктів розподільної мережі щодо визначення доцільності приєднання РДЕ (рис. 5.16).

5. Виведення результатів виконується після виконання обчислювальних процедур за ініціативою оператора. При цьому у форматі Microsoft Excel

формується звіт, приклад якого подано на рис. 5.17.

Microsoft Excel - 111

Файл Правка Вид Вставка Формат Сервіс Даньє Око Справка

Введіть в

Arial Cyr 10 Ж К Ч

100%

110

1 2 3 4 5 6

Результати оцінювання потенційних місць приєднання РДЕ до електромереж

Перелік РДЕ, приєднання яких розглядається

РЕМ	Підстанція	Фідер	ТП 10/0,4 кВ	Показник ефективності	Приєднані РДЕ, кВт	
8	Ямпільський	ТП "Михалівка"	Ф-45	ТП-496	0,992	500
9	Могилів-Под.	ТП "Івонівка"	Ф-2	ТП-117	0,959	630
10	Могилів-Под.	ТП "Івонівка"	Ф-2	ТП-117	0,921	570
11	Ямпільський	ТП "Михалівка"	Ф-45	ТП-496	0,878	250
12	Ямпільський	ТП "Михалівка"	Ф-45	ТП-297	0,875	
13	Могилів-Под.	ТП "Івонівка"	Ф-2	ТП-687	0,872	
14	Ямпільський	ТП "Михалівка"	Ф-45	ТП-260	0,863	
15	Ямпільський	ТП "Михалівка"	Ф-45	ТП-234	0,823	
16	Ямпільський	ТП "Михалівка"	Ф-45	ТП-429	0,743	
17	Могилів-Под.	ТП "Івонівка"	Ф-2	ТП-338	0,743	
18	Ямпільський	ТП "Михалівка"	Ф-45	ТП-55	0,742	
19	Ямпільський	ТП "Михалівка"	Ф-45	ТП-371	0,741	
20	Могилів-Под.	ТП "Івонівка"	Ф-2	ТП-699	0,623	

21 22 23 24

Результати розрахунку втрат електроенергії

Підстанція	Фідер	До приєднання РДЕ					Після приєднання РДЕ					ΔΔW, кВт год	ΔΔW, %	
		dW _{лел} , кВт год	dW _{тр} , кВт год	dW _{лел04} , кВт год	dW _{сум} , кВт год	dW _{сум} , %	dW _{лел} , кВт год	dW _{тр} , кВт год	dW _{лел04} , кВт год	dW _{сум} , кВт год	dW _{сум} , %			
26	Всі підстанції	Всі фидери	341017,73	694085,6	0	1035103,4	3,36	324315,4	692397,68	0	1016713	3,3	-18390,3	-1,78
27	ТП "Михалівка"	Всі фидери	59979,52	129226,4	0	189205,9	2,43	57679,56	129276	0	186955,6	2,4	-2250,34	-1,19
28	ТП "Михалівка"	Ф-45	31367,9	13807,28	0	45175,17	3,19	29078,21	13856,96	0	42935,16	3,04	-2240,01	-4,96
29	ТП "Михалівка"	Ф-42	533,96	1434,42	0	1968,38	0,56	533,89	1434,42	0	1968,31	0,56	-0,07	0
30	ТП "Михалівка"	Ф-41	236,39	1534,22	0	1830,61	0,68	236,36	1534,22	0	1830,58	0,68	-0,03	0

Готово

Рис. 5.17. Приклад звіту щодо багатокритеріального оцінювання та ранжування місць приєднання РДЕ до електромереж

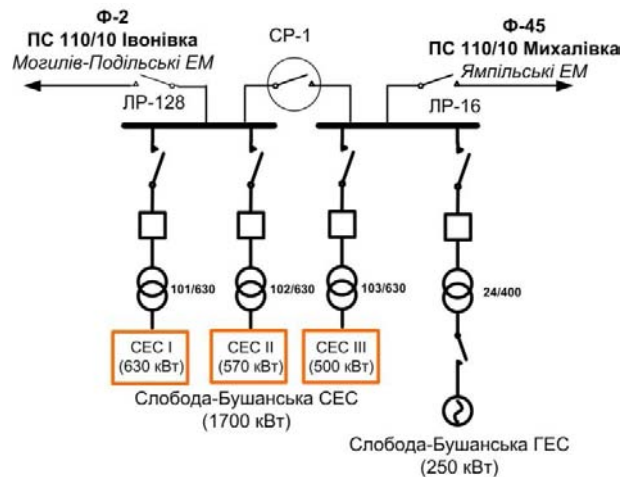


Рис. 5.18. Схема приєднання РДЕ Слобода-Бушанського комплексу до розподільних електромереж

Наведені результати оптимізаційних розрахунків (рис. 5.18) отримані для реального прикладу приєднання Слобода-Бушанського комплексу РДЕ, що розміщується у Ямпільському районі Вінницької області і складається з трьох

черг фотовольтаїчного генерування (500 кВт, 570 кВт, 630 кВт) та малої ГЕС, потужністю 250 кВт. Відповідно до результатів досліджень було сформовано схему приєднання РДЕ, яка реалізована на практиці і показала достатню техніко-економічну ефективність.

Визначено інтегральний показник якості до введення ФЕС ($E = 0,876$) і після введення ФЕС ($E = 0,78$) (див. рис. 5.19). Зменшення показника якості пояснюється перевантаженням фідера 45. Після введення ФЕС потужністю 1700 кВт збільшилися втрати електроенергії і напруги в вузлах фідера 45 ПС «Михайлівка», де вже працює мала ГЕС потужністю 250 кВт. Розвантажити фідер 45 можна, якщо частина потужності буде видаватися на ПС «Івонівка» сусідньої районної електричної мережі. За рахунок зменшення втрат електроенергії і напруги та покращання надійності збільшується сукупна техніко-економічна ефективність електричних мереж і ВДЕ. Передача частини електроенергії ФЕС до підстанції «Івонівка» дозволяє збільшити ефект на фідері 45 ($E = 0,93$).

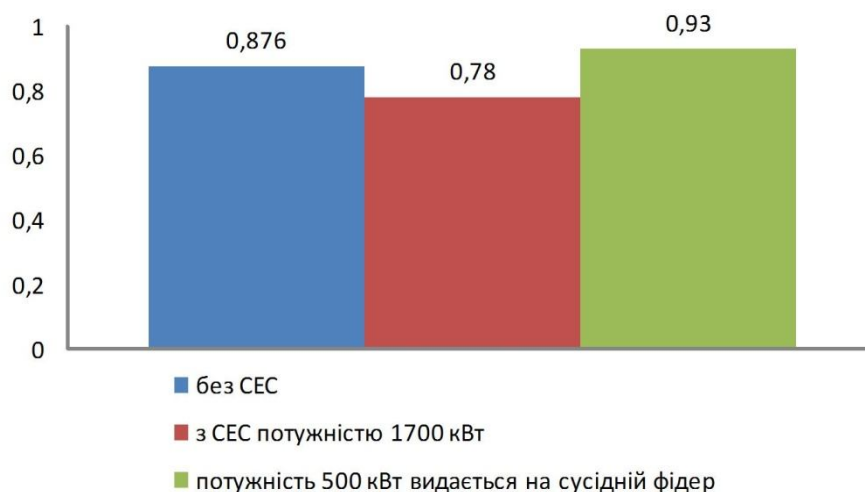


Рис. 5.19. Результати оцінювання інтегрального показника якості функціонування

5.2.2. Керування споживанням для узгодження графіків генерування та електроспоживання

Як зазначалось в [153, 154, 186] керування споживанням є досить ефективний засіб для підвищення ефективності систем електропостачання. Моделі реалізації такого регулювання в кожній державі різні. Однак закладені принципи схожі. Узагальнена схема принципів реалізації керування попитом показано на рис. 5.20.

Відповідно до цієї схеми кожен споживач, який має певну свободу в об'ємах електроспоживання, так званий «активний споживач», (завдяки гнучкості технологічного процесу, можливості в певні періоди звести до мінімуму своє споживання за рахунок власних джерел або накопичувачів енергії тощо) може самостійно або через агрегатора надавати платні послуги у зміні свого споживання за запитом системи. Механізм фінансування таких послуг кожна країна розробляє індивідуально.

В умовах розбудови ВДЕ керування попитом може покращити якість функціонування електричних мереж.

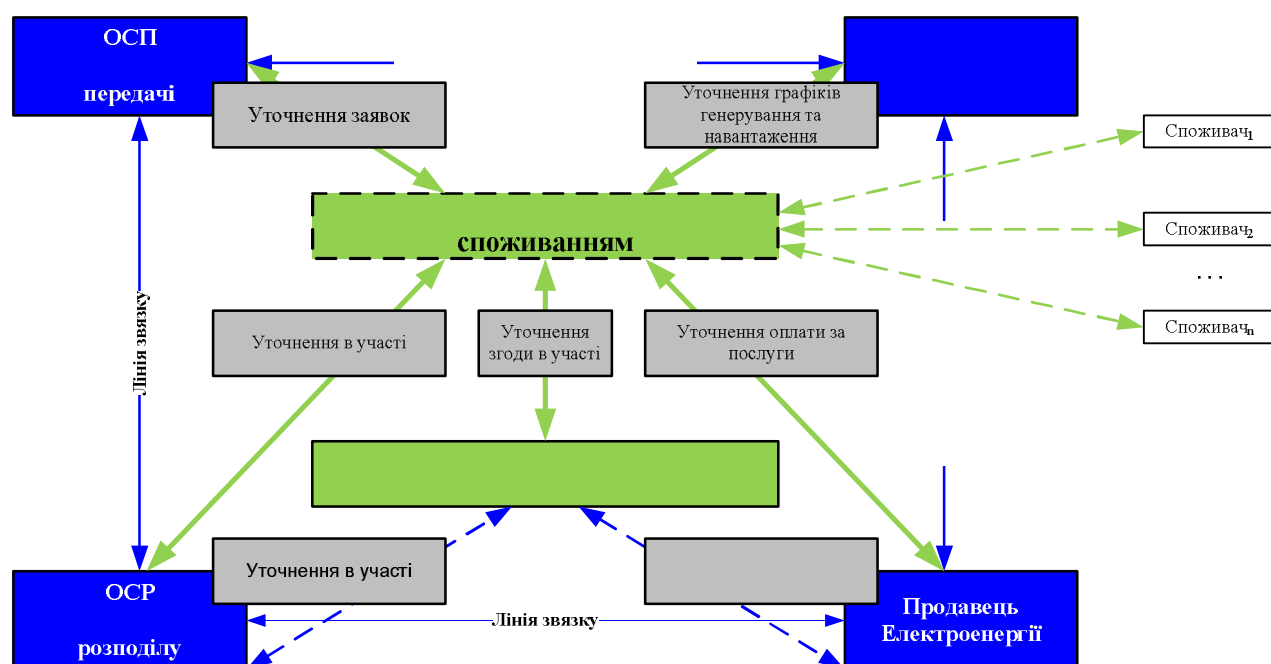


Рис. 5.20. Узагальнена схема принципів реалізації керування попитом

Аналіз сумарного графіка навантаження Ф-15 показує, що протягом доби є години, в які генерування ФЕС більше за локальне споживання. Такий надлишок збільшує втрати електроенергії в ЛЕС, негативно впливає на відхилення напруги та збільшує сумарну нерівномірність добового ГЕН.

Принцип «ідеального» режиму, закладений в основу оцінювання якості функціонування електричних мереж, дозволяє оцінити ефективність кожного споживача у задачі узгодження графіків генерування ВДЕ та споживання. Вибір споживачів, зміна графіка споживання яких буде мати максимальну ефективність для ЛЕС (рис. 5.1), пропонується робити на основі аналізу коефіцієнтів матриці струморозподілу для r -схеми по відношенню до вузла генерування. Рядок матриці C_r , що відповідає вітці, якою під'єднується Гальжбіївська ФЕС до Ф-15 Ямпільських РЕМ, наведено в табл. 5.3.

Таблиця 5.3. Фрагмент матриці коефіцієнтів струморозподілу Ф-15 Ямпільських розподільних електричних мереж

№ вузла	96	97	93	99	173	160	150	100	92
Значення коефіцієнта струморозподілу	0.998	0.997	0.853	0.75	0.74	0.79	0.61	0.75	0.6
№ вузла	94	180	95	101	102	172	103	105	
Значення коефіцієнта струморозподілу	0.689	0.66	0.68	0.71	0.64	0.59	0.588	0.34	

Очевидно, що вирівнювати графік доцільно зміною навантаження вузлів, розташованих поблизу джерела генерування та з відносно великою потужністю споживання, тобто з найбільшими коефіцієнтами струморозподілу. За рахунок зменшення відстані транспортування електричної енергії від ФЕС зменшуватимуться втрати активної потужності в лініях електропередачі. Такими вузлами є вузли 96, 97 та 93.

Метод ґрунтується на застосуванні алгоритму транспортної задачі і розв'язується в табличному вигляді [94]. Результат узгодження графіків

залежить від коефіцієнтів вартості зміщення потужності споживання.

Оцінювання вартості зміщення потужності споживання в умовах багатозонного тарифу на електричну енергію можна здійснювати за виразом [94, 95]:

$$B_{ij} = P_{zm} \cdot C_m (K_{Tj} - K_{Ti}) + \beta - \Delta P \cdot C_m, \quad (5.1)$$

де K_{Tj} – коефіцієнт вартості електроенергії згідно зонного тарифу ступені графіка, з якої планується перенести потужність, у в.о.; K_{Ti} – коефіцієнт вартості електроенергії згідно зонного тарифу ступені графіка, в яку планується переносити потужність, у в.о.; P_{zm} – потужність, яку споживач має змістити для вирівнювання графіка навантаження ЛЕС, кВт; C_m – тариф на електроенергію по енергопостачальній компанії, грн. /кВт год; β – вартість технологічного зсуву виробництва, що має бути компенсована енергосистемою, грн; ΔP – зменшення втрат потужності внаслідок коригування графіка навантаження споживача, кВт.

Показник вартості переносу навантаження B_{ij} з однієї ступені ГЕН на іншу доцільно використати в задачі узгодження графіків генерування ВДЕ на навантаження. Застосування такого підходу, в задачі вирівнювання добового ГЕН, дозволить не тільки зменшити нерівномірність останнього, а й зменшити втрати електроенергії в ЛЕС.

Для зменшення нерівномірності сумарного добового ГЕН РЕМ та мінімізації втрат активної потужності пропонується коригувати графік кожним вузлом по черзі відповідно до коефіцієнта струморозподілу.

В таблиці 5.4, в якій умовно можна виділити m годин, в які власне споживання вузла більше за генерування ФЕС, A_1, \dots, A_m , та n годин, в які генерування ФЕС переважатиме споживання вузла, Z_1, \dots, Z_m . Для цього використовуються потужності вузлів, уточненні шляхом множення на коефіцієнт струморозподілу. Відносну вартість B_{ij} переносу потужності з одного часового проміжку графіка на інший визначатимемо за (5.1).

Очевидно, що значення відносних вартостей B_{ij} для кожного вузла будуть відрізнятись.

Таблиця 5.4. Розподіл вартостей зміщення споживання згідно транспортної задачі

B_{11}	B_{12}	B_{13}	B_{14}	B_{15}	B_{16}	B_{17}	B_{1i}	Z_1
B_{21}	B_{22}	B_{23}	B_{24}	B_{25}	B_{26}	B_{27}	B_{2i}	Z_2
...
B_{j1}	B_{j2}	B_{j3}	B_{j4}	B_{j5}	B_{j6}	B_{j7}	B_{ji}	Z_n
A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6	A_7	A_m	

Відповідно до поставленої задачі запишемо цільову функцію:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n B_{ij} \cdot P_{ij} \rightarrow \min \quad (5.2)$$

де P_{ij} – потужність, яку потрібно змістити з j -тої ступені графіка навантаження на i -ту.

Перша група обмежень вказує, що потужність на будь-якій ступені ГЕН повинна дорівнювати сумарній потужності споживання електроенергії цієї ступені ГЕН:

$$\sum_{i=1}^m P_{ij} = A_i.$$

Друга група обмежень вказує, що сумарний зсув споживання на деяку ступень ГЕН повинен повністю компенсувати генерування на цій ступені:

$$\sum_{i=1}^n P_{ij} = Z_j.$$

Також вводиться обмеження на неможливість зміщення від'ємних значень потужності споживання:

$$P_{ij} \geq 0, i=1,2,\dots,m, j=1,2,\dots,n.$$

Залежність режиму роботи відновлювальних джерел енергії від природних умов в більшості випадків призводить до погіршення режиму роботи розподільних електричних мереж. Тому необхідно виконувати штучне

узгодження графіків навантаження і ВДЕ. Особливо це стосується фотоелектричних станцій.

Відповідно до розробленого методу [70, 99] транспортна матриця вартостей зміщення потужностей навантаження по вузлу 96 наведена в табл. 5.5. Результати оптимізації графіка навантаження по вузлу 96 представлено в табл. 5.6.

Таблиця 5.5. Транспортна матриця потужності споживання 96 вузла

																	Z _m		часові проміжки ГЕН
	3.6	3.5	3.4	3.3	3.2	3.1	3	2.9	2.7	3.1	3.2	3.3	2.9	3	3.6	0	270	8	
	4.2	4.1	4	3.9	3.8	3.7	3.6	3.5	3.1	3.5	3.6	3.7	3.3	3.4	4	0	410	9	
	4.3	4.2	4.1	4	3.9	3.8	3.7	3.6	3	3.4	3.5	3.6	3.2	3.3	3.9	0	600	10	
	3.9	3.8	3.7	3.6	3.5	3.4	3.3	3.2	2	3	3	3	3	3	3	0	760	11	
	4	3.9	3.8	3.7	3.6	3.5	3.4	3.3	2.3	2.7	2.8	2.9	2.5	2.6	3.2	0	790	12	
	4.1	4	3.9	3.8	3.7	3.6	3.5	3.4	2.2	2.6	2.7	2.8	2.4	2.5	3.1	0	790	13	
	4.2	4.1	4	3.9	3.8	3.7	3.6	3.5	2.1	2.5	2.6	2.7	2.3	2.4	3	0	630	14	
	4.3	4.2	4.1	4	3.9	3.8	3.7	3.6	2	2.4	2.5	2.6	2.2	2.3	2.9	0	270	15	
	4.4	4.3	4.2	4.1	4	3.9	3.8	3.7	1.9	2.3	2.4	2.5	2.1	2.2	2.8	0	110	16	
A _m	80	110	50	60	100	150	70	10	80	100	100	120	50	80	60	3410			
	0	1	2	3	4	5	6	7	17	18	19	20	21	22	23	Фіктивний вузол навантаження			
	часові проміжки ГЕН																		

Таблиця 5.6. Результат оптимізації за вузлом 96

																	Z _m		часові проміжки ГЕН	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	270	270		8
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	410	410		9
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600		10
	26	32	0	0	11	27	3	0	5	13	10	16	0	13	5	599	760	11		
	27	35	20	22	32	43	25	6	27	31	32	37	19	25	21	386	790	12		
	27	35	19	23	32	44	25	4	28	32	33	37	19	25	21	387	790	13		
	0	8	11	15	24	36	17	0	20	24	25	30	11	17	13	379	630	14		
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	270	270	15		
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	110	110	16		
A _m	80	110	50	60	100	150	70	10	80	100	100	120	50	80	60	3410				
	0	1	2	3	4	5	6	7	17	18	19	20	21	22	23	Фіктивний вузол навантаження				
	часові проміжки ГЕН																			

Як зазначалось раніше, вирівнювання графіка навантаження локальної

електричної системи за рахунок вибору споживачів на основі коефіцієнту струморозподілу дозволяє зменшити втрати активної потужності в ній. На рис. 5.21 показано зміну втрат активної потужності від часу доби для всіх етапів оптимізації. Сумарне зниження втрат електричної енергії теж досягається – результат показано на рисунку 5.22.

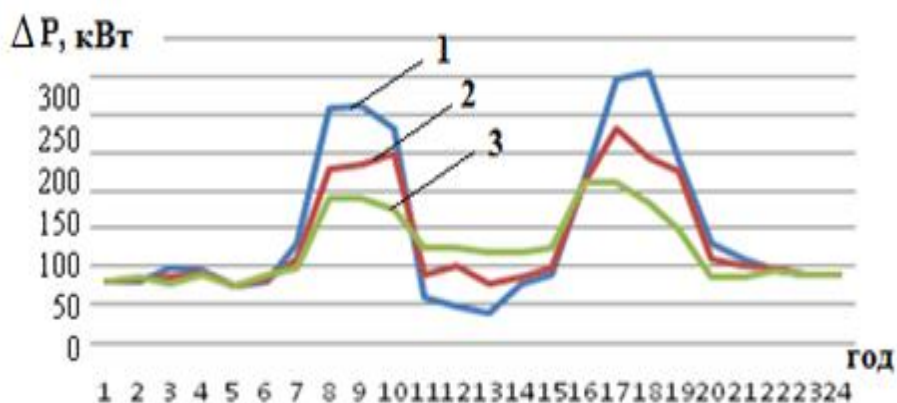


Рис. 5.21. Зміна втрат активної потужності в ЛЕС: 1– з урахуванням генерування СЕС, 2 – після вирівнювання графіка за 96 вузлом, 3 – після вирівнювання графіка за 97 вузлом

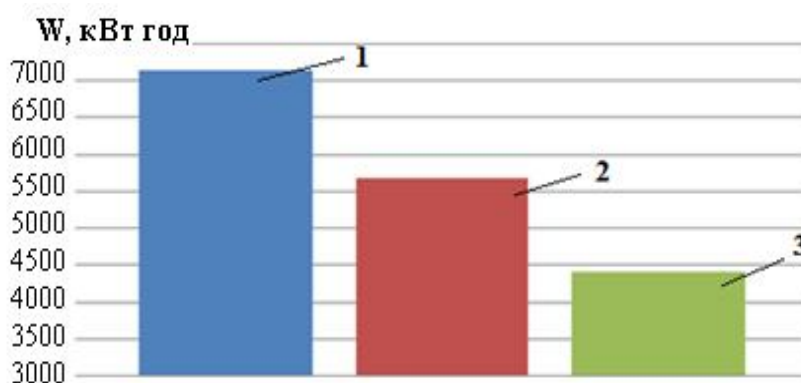


Рис. 5.22. Втрати електроенергії в ЛЕС: 1– з урахуванням генерування ФЕС, 2 – після вирівнювання графіка за 96 вузлом, 3 – після вирівнювання графіка за 97 вузлом

Оцінювання ефекту від узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження проводиться на основі розробленого коефіцієнта якості

функціонування ЛЕС, який для узгоджених графіків генерування та навантаження становить $E_{я_узгодж.} = 0,658$.

Узгодження графіків генерування та навантаження призводить до покращення техніко-економічних та режимних параметрів роботи ЛЕС. Але оскільки генерування ФЕС має залежну від змінних метеопараметрів природу генерування, то навіть у випадку узгоджених графіків використання резерву потужності є обов'язковим.

5.3. Використання накопичувачів енергії в електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії

5.3.1. Накопичувач електричної енергії як елемент підвищення балансової надійності локальних електричних систем

Одним з шляхів підвищення стабільності генерування ВДЕ є накопичення надлишку енергії, який утворюється внаслідок небалансу між енергією, виробленою ВДЕ та спожитою в ЛЕС. Наявність певного запасу енергії у накопичувачі можна використати в разі недостатнього обсягу генерування ВДЕ. Керування процесом заряду/розряду найбільш часто виконують за фактом наявності/відсутності позитивної різниці між енергією, генерованою ВДЕ та спожитою навантаженням.

Зрозуміло, що у випадку встановлення накопичувача в межах балансової належності джерела енергії розрахунок його технічних характеристик повинен ґрунтуватись на оцінюванні нестабільності процесу генерування ВДЕ [96, 199].

Результати розрахунків надлишку і дефіциту потужності Гальжбіївської ФЕС (див. рис. 5.1) зведені в табл. 5.7.

Таблиця 5.7. Щопівгодинне математичне очікування надлишку і дефіциту потужності ФЕС

Час доби	Імовірність покриття	Мат.очікування Надлишку, кВт	Імовірність не покриття	Мат.очікування Дефіциту, кВт
06:00 - 06:30	0	0	1	996.36
06:30 - 07:00	0	0	1	1020.83
07:00 - 07:30	0	0	1	1039.35
07:30 - 08:00	0.05	63.88	0.95	1213.64
08:00 - 08:30	0.095	86.05	0.905	819.73
08:30 - 09:00	0.18	167.06	0.82	761.06
09:00 - 09:30	0.24	227.46	0.76	720.31
09:30 - 10:00	0.35	331.72	0.65	616.05
10:00 - 10:30	0.48	445.36	0.52	482.47
10:30 - 11:00	0.54	465.02	0.46	396.13
11:00 - 11:30	0.58	498.91	0.42	361.28
11:30 - 12:00	0.575	438.12	0.425	323.83
12:00 - 12:30	0.564	428.3	0.436	330.83
12:30 - 13:00	0.54	459.83	0.46	391.7
13:00 - 13:30	0.52	466.19	0.48	430.33
13:30 - 14:00	0.46	437.91	0.54	514.06
14:00 - 14:30	0.41	387.49	0.59	557.6
14:30 - 15:00	0.345	352.55	0.655	669.33
15:00 - 15:30	0.3	309.17	0.7	721.39
15:30 - 16:00	0.21	214.58	0.79	807.24
16:00 - 16:30	0.16	177.15	0.84	930.03
16:30 - 17:00	0.12	101.56	0.88	744.84
17:00 - 17:30	0.09	80.69	0.91	815.83
17:30 - 18:00	0.04	38.08	0.96	913.89
18:00 - 18:30	0	0	1	938.06
18:30 - 19:00	0	0	1	1024.58
19:00 - 19:30	0	0	1	1033.25
19:30 - 20:00	0	0	1	1024.58

На рис. 5.23 з використанням числових значень, наведених в таблиці 5.7, проілюстровано надлишки та дефіцити потужності у вигляді графіка, що відображає значення можливості накопичення певної величини ємності – $Q(t)$ за умови, що початкова ємність накопичувача $Q_0(t) = 0$.

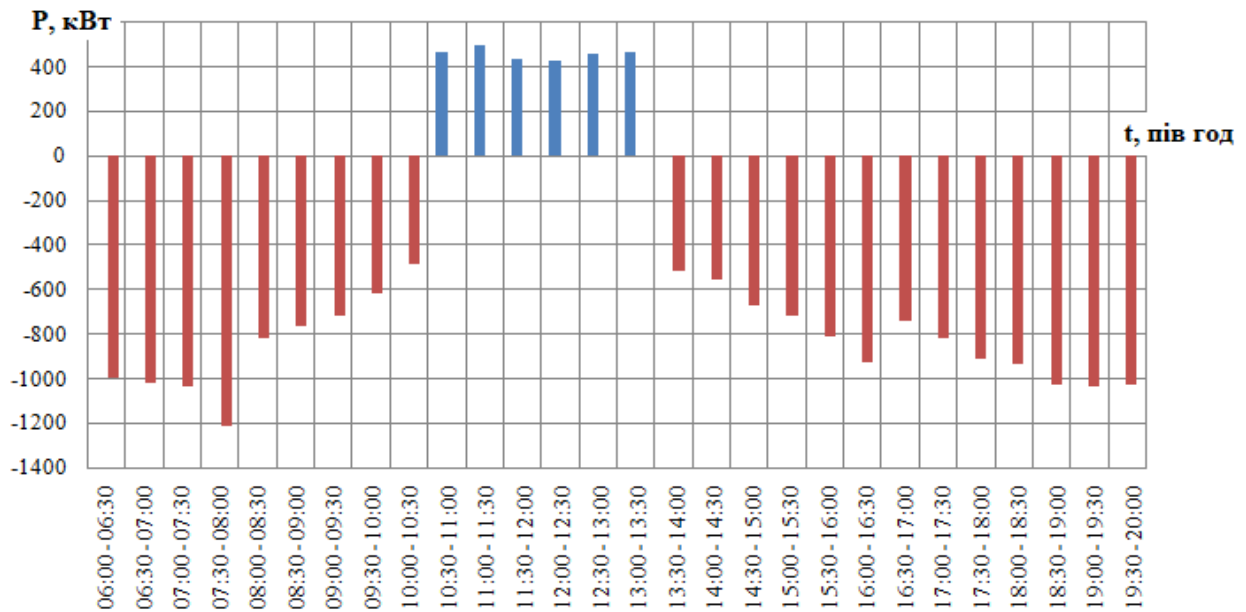


Рис. 5.23. Зміна математичного очікування дефіциту та надлишку генерування Гальжбіївської ФЕС протягом доби

З рисунку 5.23 видно, що для Гальжбіївської ФЕС математичне очікування надлишку більше за математичне очікування дефіциту $M_{над\ t} > M_{дефт}$ на проміжку часу з 10:30 по 13:30. Отже, для встановленої потужності генерування Гальжбіївської ФЕС ємність накопичувача буде дорівнювати:

$$Q(t) = \frac{W_{над}(t)}{U_{н-ч}} = \frac{2756,35}{12} = 230 \text{ кА} \cdot \text{год.}$$

За рахунок надлишку, який можна накопичити в години генерування ФЕС з 10:30 по 13:30, можна збільшити кількість годин, в які ФЕС буде самостійно забезпечувати баланс між генеруванням і електроспоживанням ЛЕС (рис. 5.24). Ще однією перевагою використання накопичувачів є те, що надлишок генерування не призведе до збільшення додаткових втрат активної потужності та погіршення якості електроенергії в електричній мережі.

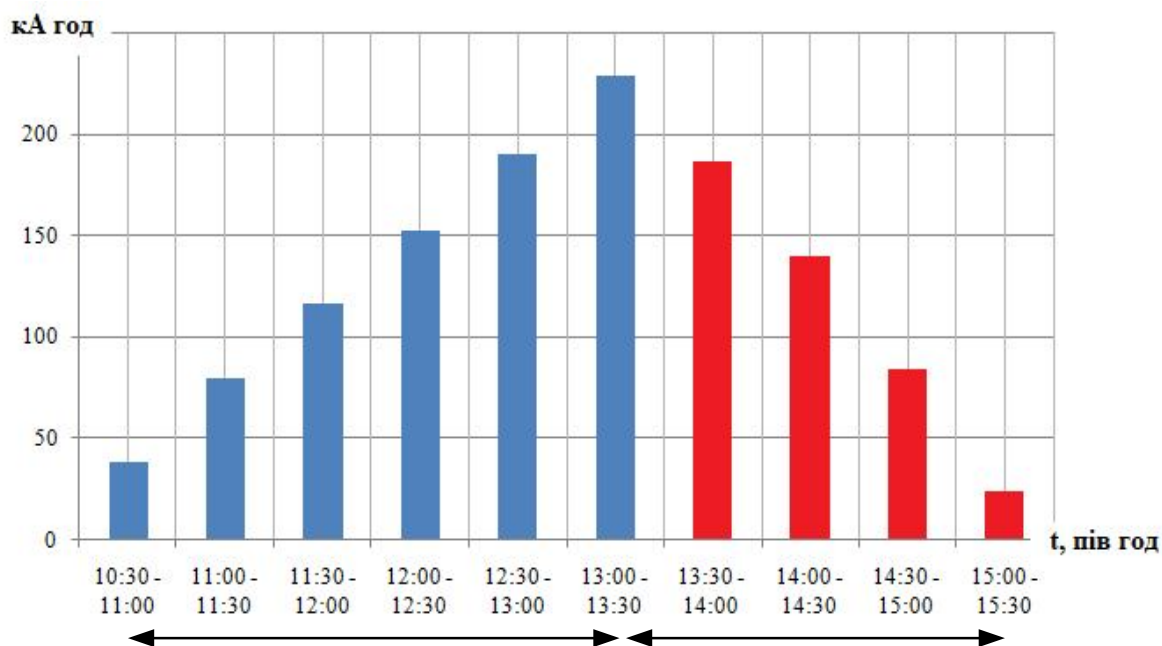


Рис. 5.24. Графік роботи накопичувача повного циклу «заряд/розряд»

З урахуванням встановленого накопичувача енергії (НЕ) якість функціонування ЛЕС зросте до $E_{я_вст_ВДЕ з н.е.} = 0,583$.

Встановлення накопичувача такої ємності потребує суттєвих капіталовкладень. Кількість накопиченої електроенергії залежить безпосередньо від ємності НЕ, а також від встановленої потужності генерування ФЕС.

Відповідно до Закону України про ринок електричної енергії [142] відновлювані джерела енергії повинні заявляти погодинний графік виробітку електричної енергії на добу наперед. Враховуючи недостатню точність прогнозу метеопараметрів для забезпечення точності [79, 80] відпрацювання заявленого графіку генерування необхідно застосовувати систему накопичення надлишкової енергії, яка може використовуватись як додаткове джерело в періоди недостатнього генерування.

З цією метою в роботі розроблено математичний макет такої системи і здійснено імітаційне моделювання його роботи.

Для розроблення математичного макету використано ПК Matlab/Simulink. На рис. 5.25 та 5.26 показано Simulink-модель комплексу ФЕС та хімічного накопичувача. На рис. 5.27 показано логіку роботи системи керування накопичувачем в режимі підтримання заявленого графіка генерування.

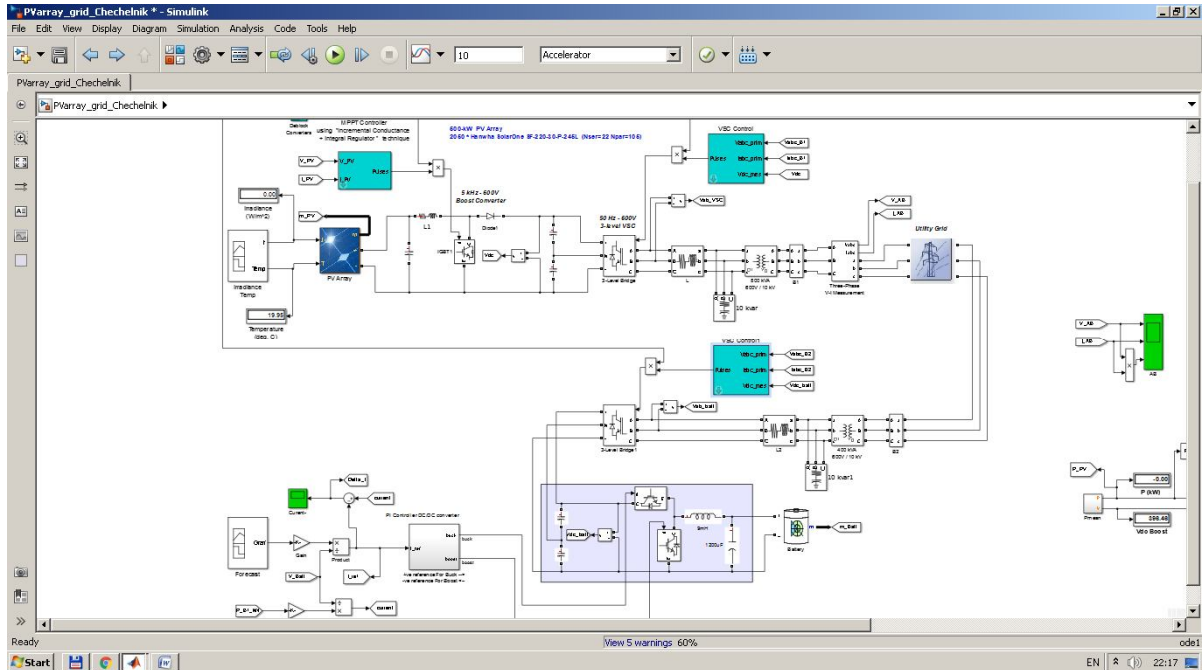


Рис. 5.25. Simulink-модель комплексу ФЕС та хімічного накопичувача

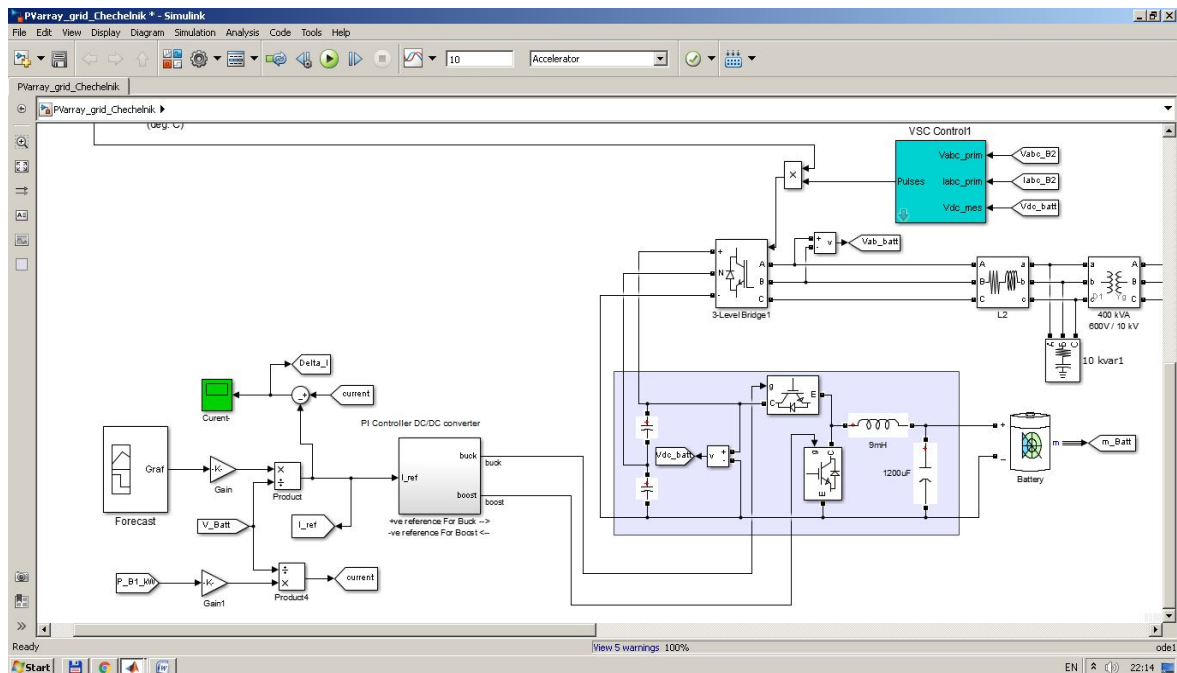


Рис. 5.26. Simulink-модель комплексу керування хімічним накопичувачем

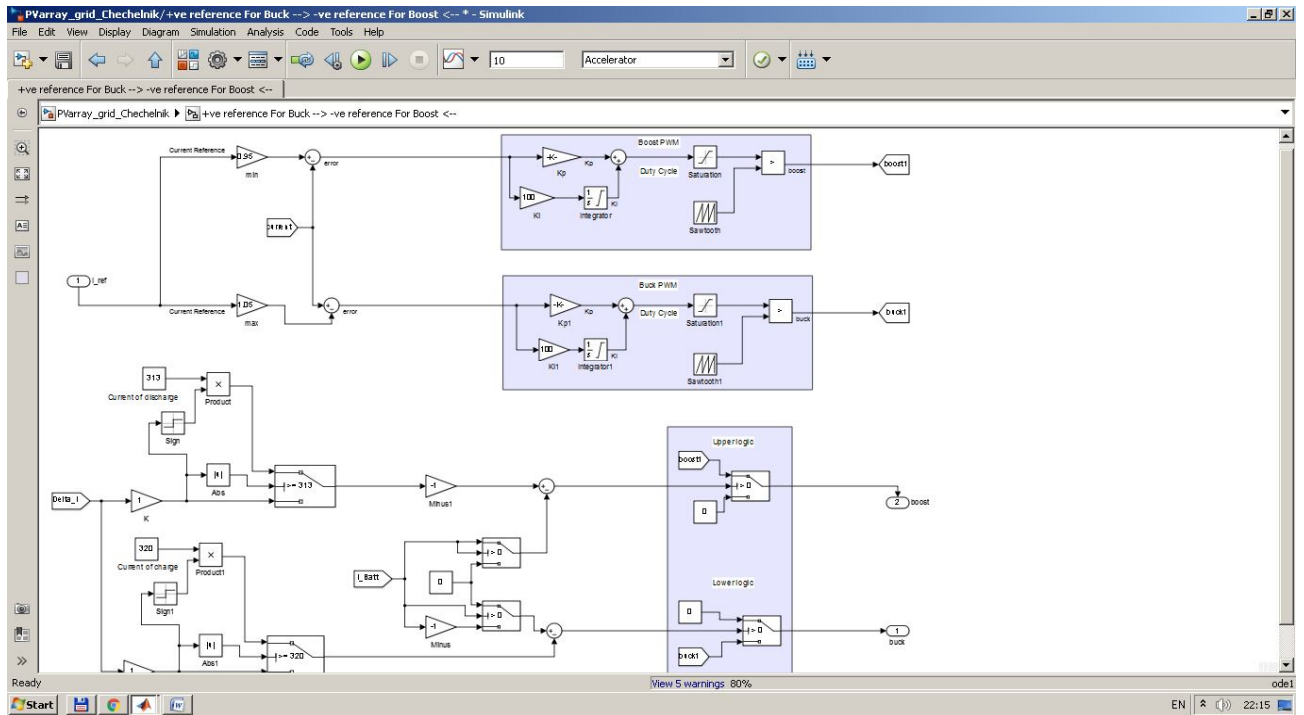


Рис. 5.27. Simulink-модель логіки керування хімічним накопичувачем

В якості моделі хімічного накопичувача електричної енергії використано модель Simulink. Характеристики відповідають Li-Ion акумулятору. Криві розряду і заряду приведені на рис. 5.28.

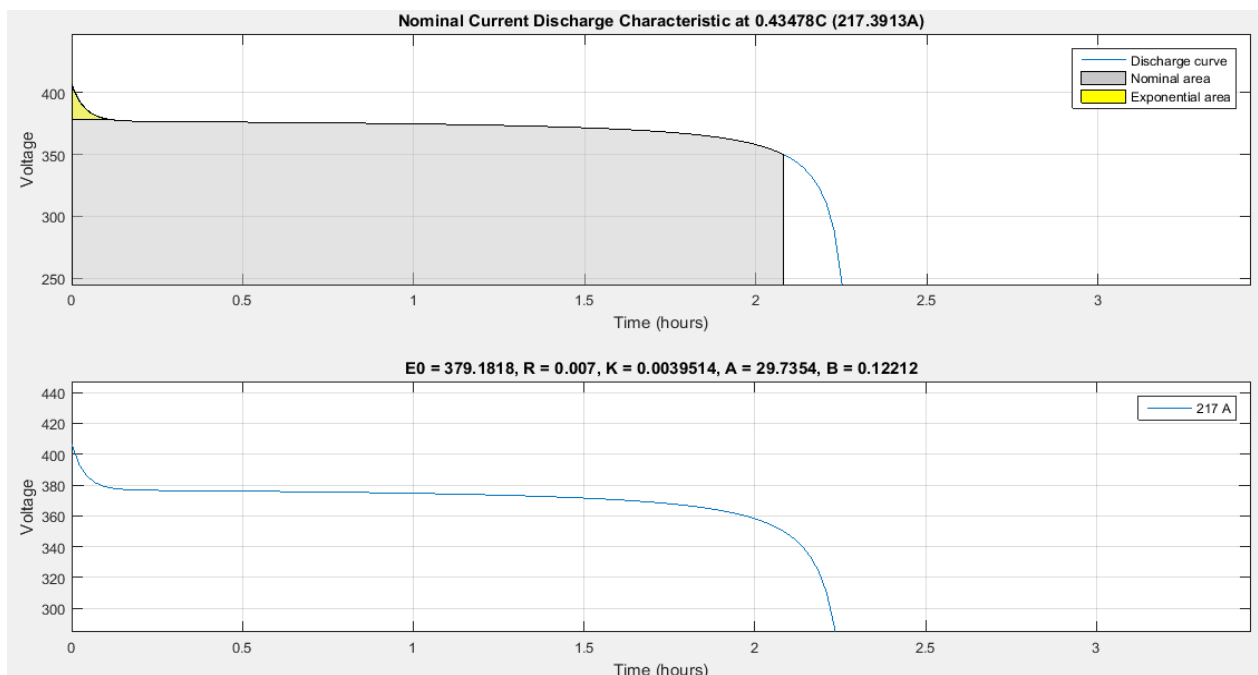


Рис. 5.28. Характеристики хімічного накопичувача

Результати імітаційного моделювання роботи системи накопичування енергії на різних ФЕС Вінницької області показано на рис. 5.29, 5.30 та 5.31.

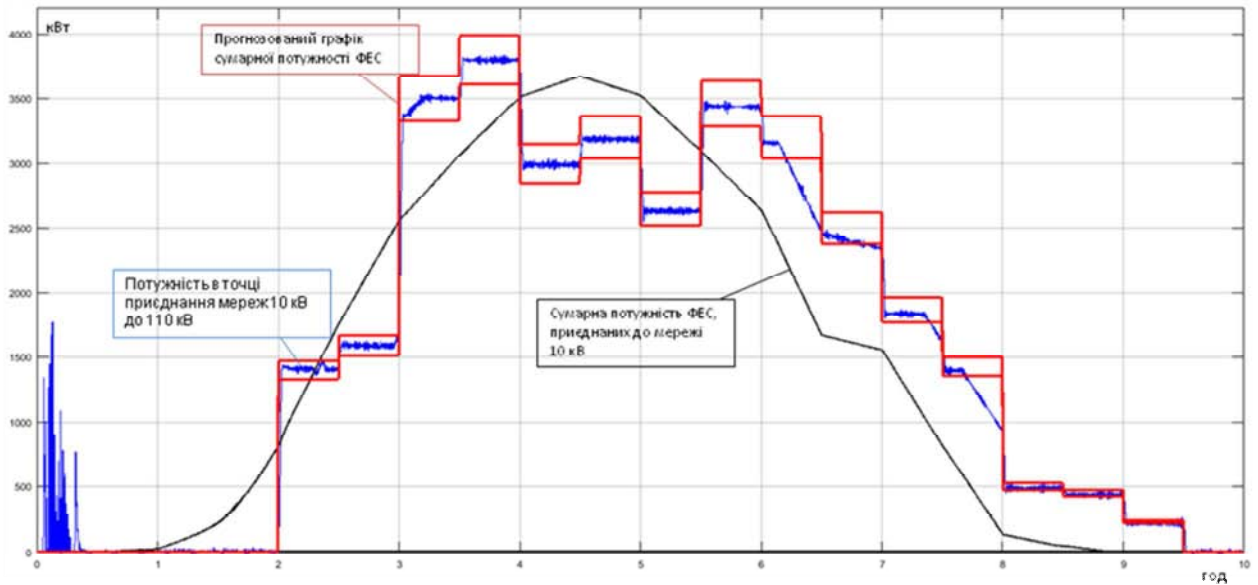


Рис. 5.29. Добові графіки зміни потужності на ФЕС Пороги

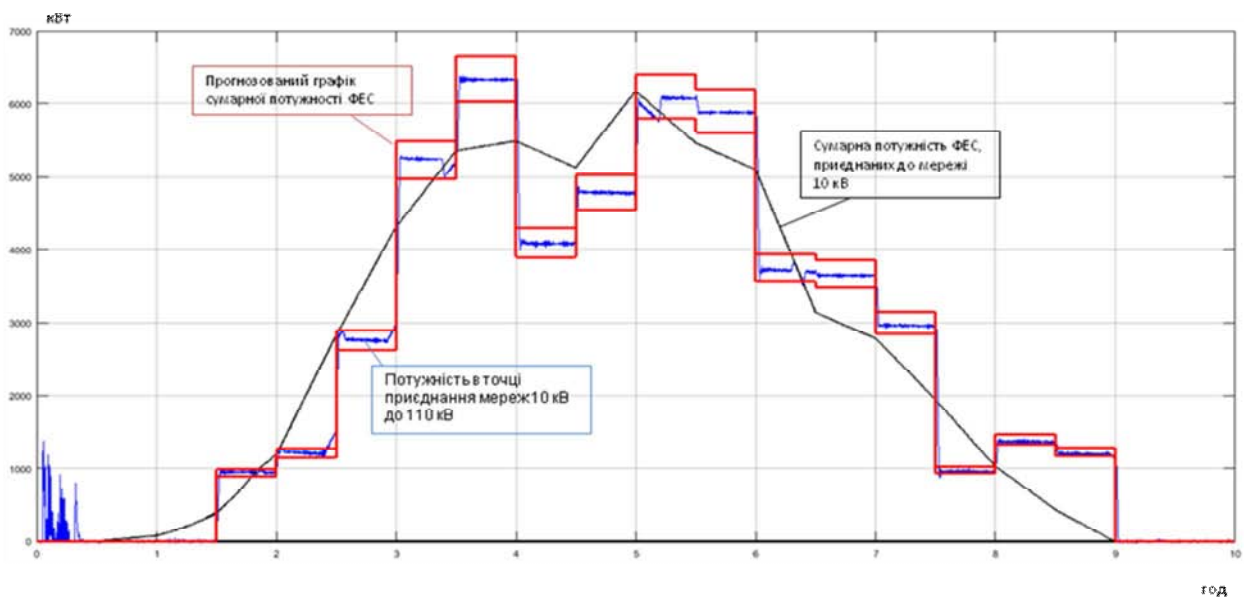


Рис. 5.30. Добові графіки зміни потужності на ФЕС Бар

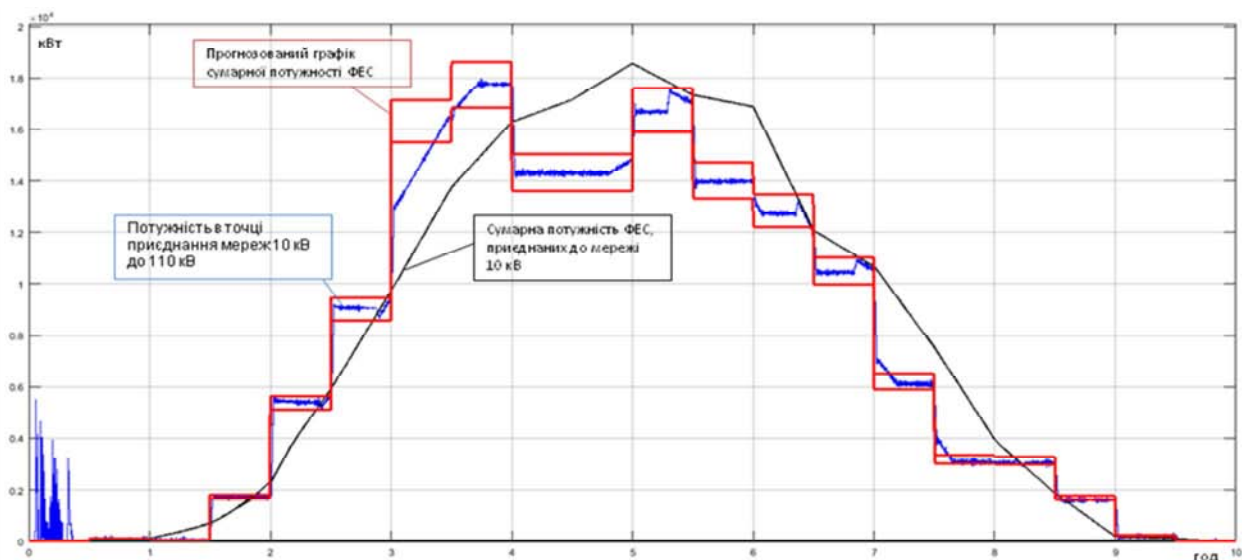


Рис. 5.31. Добові графіки зміни потужності на ФЕС Чечельник

Для доби, яка характеризується середнім рівнем хмарності, виконано прогнозування погодинного графіка (на рис. 5.29, 5.30 та 5.31 червона крива з врахування забезпечення області допустимих відхилень $\pm 10\%$). З врахування фактичного графіка роботи ФЕС (чорна крива) виконано імітацію роботи системи накопичування енергії з врахуванням 50% заряду акумуляторів (синя крива). Моделювання проводилось для систем накопичування з акумуляторами різної ємності. В результаті була підібрана найменша ємність, за якої максимально точно забезпечувався прогнозований графік генерування.

Результати аналізу імітаційного моделювання наведені на рис. 5.32, 5.33 та 5.34. На рис. 5.32 показано географічне розташування модельованих станцій і показано співвідношення ємності акумуляторів і встановленої потужності станції.

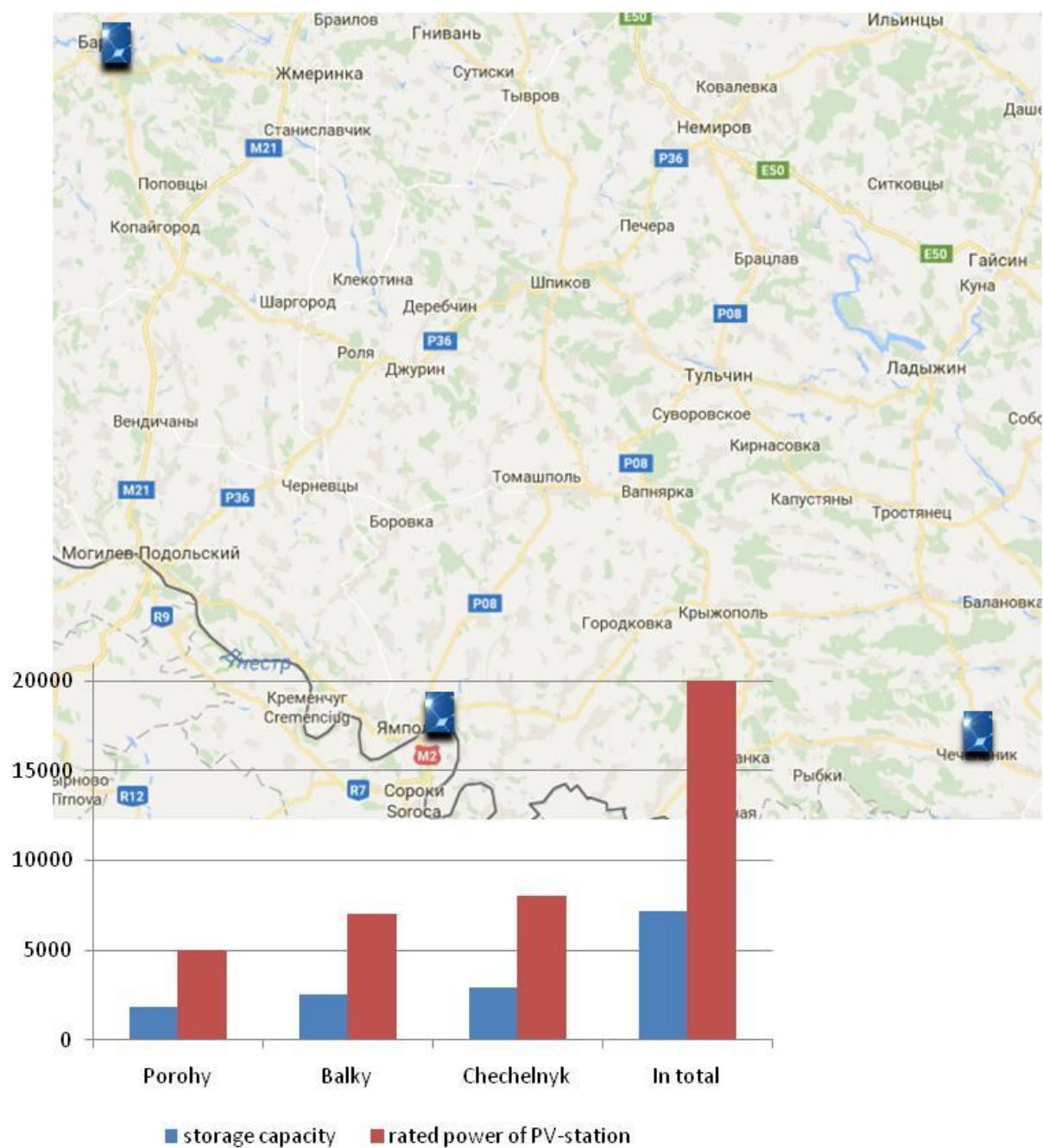


Рис. 5.32. Географічне розташування ФЕС, які належать до балансувальної групи, та значення ємності накопичувача у порівнянні зі встановленою потужністю ФЕС

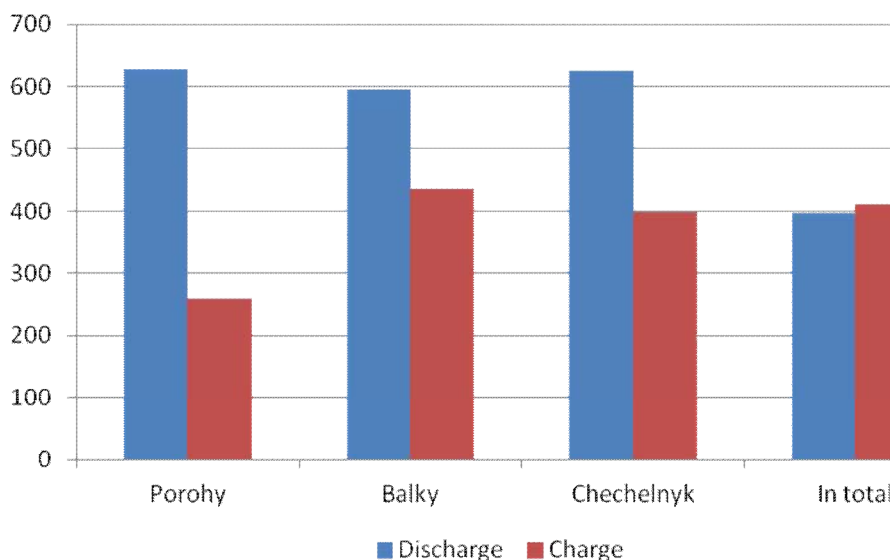


Рис. 5.33. Об'єм енергії розряду та заряду за модельований період

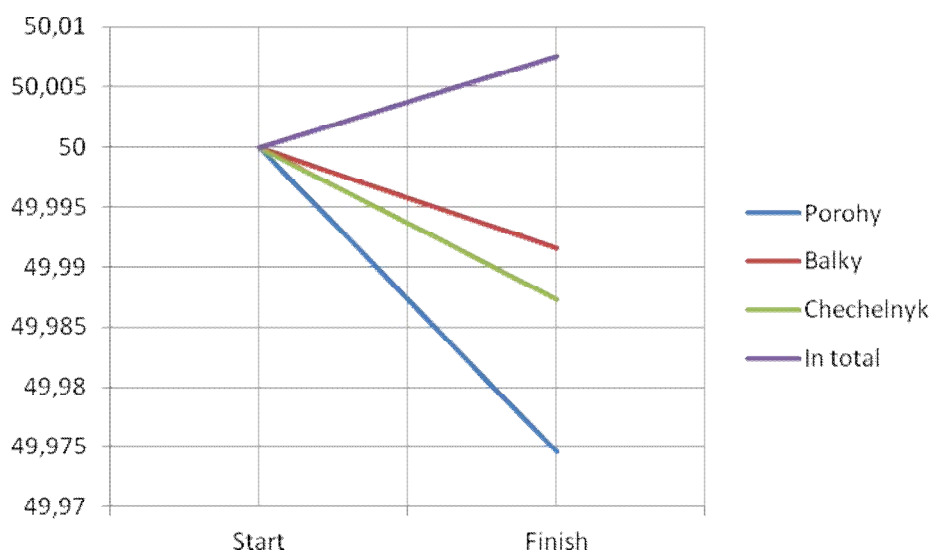


Рис. 5.34. Зміна залишкового заряду на накопичувачі

На рис. 5.33 та 5.34 показано значення енергії розряду та заряду для систем акумулювання, встановленими на кожній станції та на групу станцій.

Однозначно можна зробити висновок про економічну доцільність встановлення накопичувачів на групу станцій, оскільки це дозволяє знизити сумарну ємність акумуляторів. Крім цього груповий накопичувач може використовуватись під час розв'язання ряду інших задач (балансування режимів, надання системних послуг з регулювання режимних параметрів тощо)

чим підвищувати рентабельність вкладених коштів [110].

Оскільки забезпечення балансової надійності суто генеруванням ФЕС практично неможливе, то потрібно визначити потужність резерву, який має забезпечувати енергосистема для підтримання балансу між спожитою та генерованою електроенергією в ЛЕС.

5.3.2. Аналіз можливих способів підвищення балансової надійності ЛЕС

Отримати переваги від генерування фотоелектричних станцій можливо за рахунок впровадженню додаткових засобів. В роботі розглянута можливість використання накопичувачів електричної енергії для узгодження графіків генерування ФЕС та локального електроспоживання, визначення оптимальної потужності генерування ФЕС та визначення потужності резерву, що має забезпечувати енергопостачальна компанія. Всі перелічені вище засоби по різному впливають на якість функціонування ЛЕС. За запропонованим показником якості можна визначити, який із них здатен в більшій мірі підвищити якість електропостачання ЛЕС (рис. 5.35) [58].

Серед розглянутих засобів найвищий коефіцієнт якості функціонування має узгоджений графік генерування ФЕС з електроспоживанням ЛЕС з визначеною потужністю резерву $E_{я_узг.\ з\ резервом} = 0,989$.

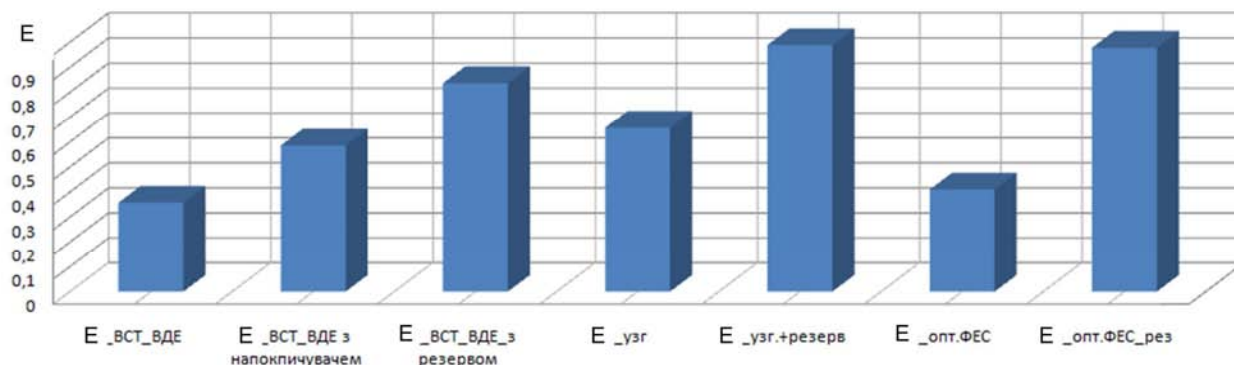


Рис. 5.35. Оцінювання якості функціонування під час використання різних засобів її підвищення

При чому для узгодженого з локальним електроспоживанням графіка генерування ФЕС потужність необхідного резерву буде найменшою (рис. 5.36).

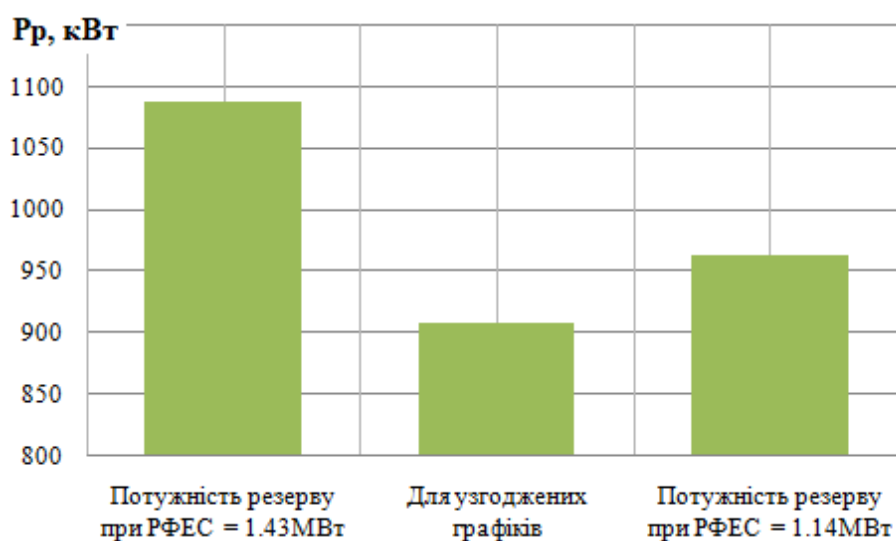


Рис. 5.36. Зміна потужності резерву для різних засобів підвищення балансової надійності ЛЕС

5.4 Відновлювані джерела енергії з інверторними пристроями перетворення енергії як засіб регулювання реактивної потужності в електричній мережі

Вплив ВДЕ на якість електричної енергії має неоднозначний результат, особливо що стосується несинусоїдності напруг і струмів та відхилень напруги [54].

Забезпечення якості електроенергії на пряму залежить від забезпечення балансу по активній та реактивній потужності в електричній системі. Як джерело електричної енергії ВДЕ є елементом, який здатен впливати на забезпечення якості електропостачання. Щодо балансу по активній потужності, то на законодавчому рівні передбачено необхідність прогнозування добового графіка по активній потужності на добу вперед. Щодо балансу по реактивній потужності, то оскільки такі ВДЕ як ФЕС не є її джерелом, тому не можна говорити про вплив на баланс. Однак технічна здатність інвертора впливати на

кут між струмом і напругою на його виході дозволяє впливати на перетоки реактивної потужності в електричній мережі.

Оскільки одним з основних елементів фотоелектричної станції є інвертор, то розглянемо його можливі режими. На рис. 5.37 показано фрагмент електричної схеми з інвертором з ШІМ керуванням і векторну діаграму до неї.

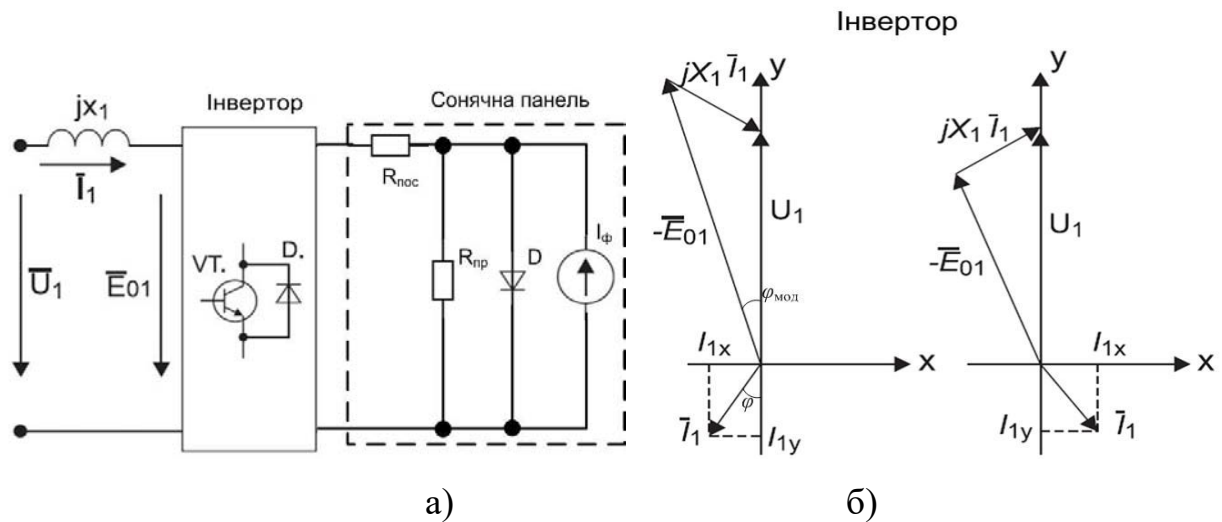


Рис. 5.37. Фрагмент електричної схеми а) та векторні діаграми б)

Рівняння, складене за другим законом Кіргофа для схеми (рис. 5.37 а), запишеться так:

$$\overline{U}_1 = \overline{E}_0 + jx_1 \overline{I}_1, \quad (5.3)$$

де $\overline{E}_0, \overline{U}_1, \overline{I}_1$ – результуючі вектори е.р.с. на виході інвертора, напруга і струм мережі

$$\overline{E}_0 = \mu U_0 e^{j\varphi_{\text{мод}}}, \quad (5.4)$$

де μ – коефіцієнт модуляції, $\varphi_{\text{мод}}$ – фаза напруги модуляції по відношенню до напруги мережі.

В живлячій мережі збільшення \overline{E}_0 порівняно з \overline{U}_1 призводить до ефекту, що відповідає появі ємнісних струмів в точці приєднання ФЕС до електричної мережі. Отже можна говорити про те, що за рахунок зміни кута відкриття тиристорів інвертора можна досягати різних кутів між струмом і напругою, що в електричній мережі буде спричиняти зміну перетоків реактивної потужності.

Для підтвердження цих висновків виконано математичне моделювання в середовищі Simulink Matlab R2015a. За основу взято модель, представлену в базі прикладів Matlab (див. рис. 5.38) – 'power_PVarray_grid_det' [174]. Оскільки ця модель відпрацьовувала лише один з можливих режимів, які реалізують сучасні інвертори, то вдосконалено модель системи керування інвертором для можливості реалізації режиму видачі активної потужності при коефіцієнті потужності рівному одиниці. Модель дозволяє також підтримувати задане його значення, відмінне від одиниці, і підтримувати заданий рівень реактивної потужності в точці приєднання ФЕС. Крім цього параметри моделі були змінені у відповідності з параметрами реальної ФЕС для перевірки адекватності моделі (дані по сонячній інсоляції і температурі сонячних панелей взяті для середньостатистичного дня без опадів, значної хмарності та вітру).

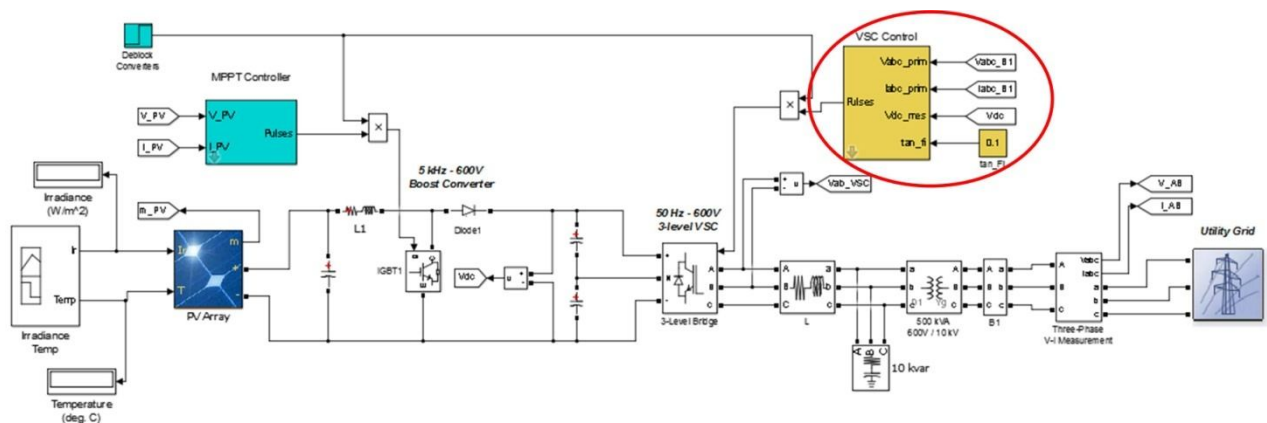


Рис. 5.38. Simulink-модель з вдосконаленою системою керування інвертором

На рис. 5.39 показано результати моделювання графіка генерування активної потужності для різних режимів по реактивній потужності. Крива 1 відповідає зміні генерованої активної потужності в мережі постійного струму.

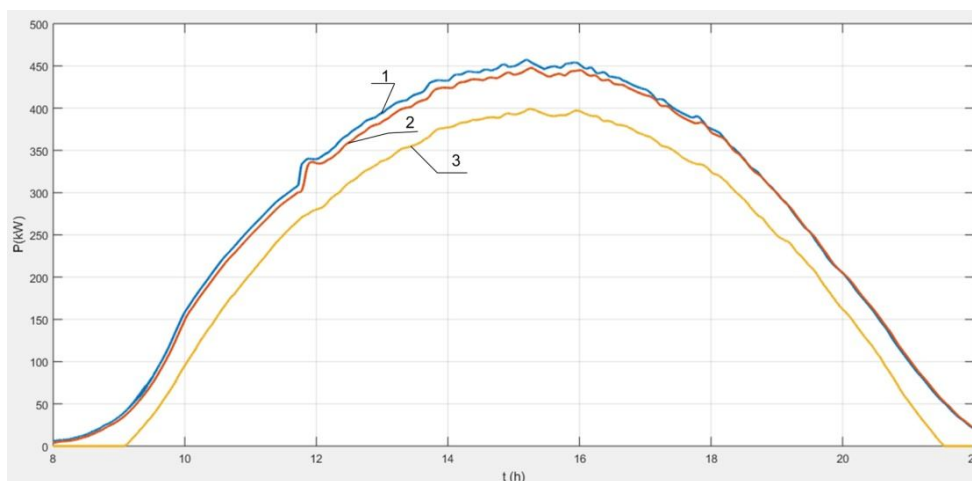


Рис. 5.39. Результати моделювання графіка генерування активної потужності

Крива 2 відповідає графіку генерування активної потужності в мережі змінного струму в точці приєднання ФЕС до мережі 10 кВ, в режимі коли інвертор налаштовується на $\cos \varphi = 1$. Крива 3 відповідає генерованій активній потужності в точці приєднання ФЕС до мережі 10 кВ в режимі, коли інвертор налаштовується на підтримання заданого рівня напруги шляхом впливу на баланс по реактивній потужності. Всі криві, показані на рис. 5.39, отримані за однакових умов.

Отже фотоелектричні станції мають технічну можливість впливати на перетоки реактивної потужності в електричній системі. В залежності від потужності і класу напруги електричної мережі, до якої підключається ФЕС, можна забезпечити різні режими щодо впливу на перетоки реактивної потужності. На рис. 5.40 показано схематично область можливих впливів.

Зміна перетоків реактивної потужності впливає на втрати активної потужності в мережі, тобто фотоелектричні станції можна використати для підвищення економічності електричних систем [107].

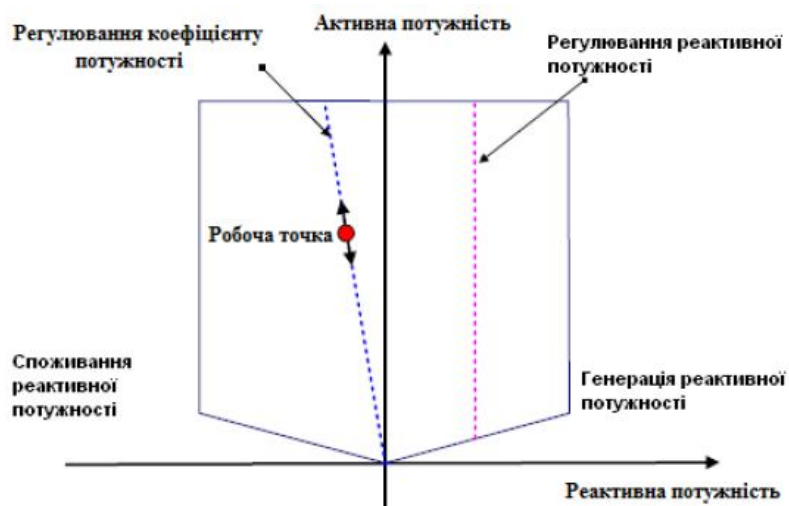


Рис. 5.40. Функція регулювання реактивної потужності для фотоелектричної станції

Для фрагменту розподільної електричної мережі, показаної на рис. 5.1, було проведено аналіз режимів для різних режимів фотоелектричної станції Гальжбіївська. Результати розрахунків наведено в таблиці 5.8.

Таблиця 5.8. Результати розрахунку втрат активної потужності для різних режимів ФЕС

Режим	Втрати активної потужності ΔP , % від сумарного споживання
без генерування ФЕС	5,7
генерування 1500 кВт ($\tan(\varphi)=0$, $\cos(\varphi)=1$)	5,5
генерування 1500 кВт ($\tan(\varphi)=0.1$, $\cos(\varphi)=0.995$)	5,0
генерування 1500 кВт ($\tan(\varphi)=0.33$, $\cos(\varphi)=0.95$)	4,7
генерування 1500 кВт ($\tan(\varphi)=0.48$, $\cos(\varphi)=0.9$)	5,1
генерування 1500 кВт ($\tan(\varphi)=0.75$, $\cos(\varphi)=0.8$)	5,7

Отже, з отриманих в роботі результатів можна зробити висновок про технічну можливість застосування таких джерел електричної енергії як ФЕС в підтримання необхідного рівня якості електропостачання шляхом використання інверторів в режимах, що дозволяють впливати на перетоки реактивної потужності в електричній системі. В результаті можна впливати не лише на відхилення напруги у вузлах мережі, а також і на їх економічність [118].

Висновки до розділу 5

1. Відновлювані джерела енергії можна використовувати як засіб підвищення якості електропостачання. Однак, через залежність їх режиму генерування від природних умов вимагає розроблення методів для визначення умов доцільної їх розбудови.

2. Запропоновані в роботі методи оцінювання імовірнісних характеристик ВДЕ дозволяють вдосконалити методи визначення значення встановленої потужності, яку доцільно приєднувати до певної точки електричної мережі. При цьому враховуються конфігурація мережі та особливості навантаження приєданого, яке живиться від неї.

3. Результати проведених розрахунків підтверджують позитивний вплив джерел розосередженого генерування на балансову надійність розподільних електричних мереж. Однак, цей позитивний ефект отримується лише за умови детального аналізу місця приєднання і потужності джерела електричної енергії.

4. Враховуючи можливості, які відкриваються при розбудові «розумних» мереж, запропоновано метод узгодження графіків генерування ВДЕ та споживання. Такий підхід дозволяє отримати умови ефективного застосування відновлюваних джерел енергії та підвищення якості електропостачання.

5. Розбудова таких нестабільних джерел як ВДЕ вимагає детального аналізу можливих варіантів забезпечення резерву. В роботі проведено аналіз можливих джерел резервування з огляду на забезпечення достатнього рівня якості електропостачання. Найвищий рівень якості функціонування забезпечується резервуванням від електроенергетичної системи за умови попереднього узгодження графіків споживання і генерування ВДЕ, які під'єднанні до ЛЕС. Застосування систем накопичення електричної енергії в ЛЕС дозволило б знизити об'єм резерву в електроенергетичній системі.

6. Наявність на ряді джерел відновлюваної енергії інверторного обладнання, розширює їх застосування також для регулювання потоків реактивної потужності в електричних мережах. Моделювання різних режимів інверторів та проведені на їх основі розрахунки режимів електричних мереж підтвердили технічну можливість і ефективність такого застосування ВДЕ.

РОЗДІЛ 6

ІНФОРМАЦІЙНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ТА ПРОБЛЕМИ ПРАКТИЧНОГО РОЗВ'ЯЗАННЯ ЗАДАЧІ ОЦІНЮВАННЯ ЯКОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

6.1. Інформаційне та технічне забезпечення задачі оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії

6.1.1. Застосування технологій Big Data та Smart Grid

У 2012 році в статті [85] Данаха Бойда і Кэт Крауфорд було сформульовано визначення Big Data (великі дані) як культурного, технологічного і наукового феномену, який вміщує в собі: 1) Технологія: максимізація обчислювальних потужностей і складності алгоритмів для збору, аналізу, пов'язування і порівняння значних наборів даних. 2) Аналіз: зображення значних наборів даних щоб ідентифікувати ці дані для виконання економічних, соціальних, технічних і юридичних тверджень. В якості визначальних характеристик для великих даних відмічають: об'єм (величина фізичного об'єму інформації), швидкість (швидкість приросту і необхідність високошвидкісної обробки і отримання результатів), різноманіття (можливість одночасної обробки різних типів структурованих і напівструктурованих даних).

В межах напрямку Big Data розробляються технології збереження і обробки значних масивів різних за характером та походженням даних. Розробляються методи збору даних від різних джерел інформації, забезпечення їх якості, перетворення в один формат.

Останнім часом електроенергетичні системи в більшості країн модернізуються й розвиваються на основі концепції глибокої інтеграції електроенергетичних мереж (Power Grid) і мереж комп'ютерних або, як їх називають, інфокомунікаційних (Network) [150]. При цьому обидва види мереж не просто розвиваються й збагачуються новими функціональними елементами й протоколами взаємодії, а пов'язані зі значними можливостями аналізу стану цілої енергосистеми в реальному часі, прогнозування процесів у ній,

інтерактивної взаємодії із клієнтами й керування устаткуванням. Така концепція одержала назву Smart Grid – інтелектуальна енергомережа. Загальну функціонально-технологічну ідеологію цієї концепції, відображають сформульовані IEEE визначення Smart Grid як концепції повністю інтегрованої, саморегульованої електроенергетичної системи, що є самовідновлюваною, і має мережеву топологію і містить всі джерела енергії, магістральні і розподільні мережі і всі види споживачів електричної енергії, що керуються єдиною мережею інформаційно-керувальних пристроїв і систем в режимі реального часу [149, 140, 192, 180].

Під час розроблення й розвитку концепції Smart Grid прийнято такі вихідні положення:

- концепція Smart Grid передбачає системне перетворення електроенергетики (енергосистеми) і зачіпає всі її основні елементи: генерування, передачу й розподіл (включаючи й комунальну сферу), збут і диспетчеризацію;

- енергетична система в майбутньому розглядається як подібна мережі Інтернет інфраструктура, призначена для підтримки енергетичних, інформаційних, економічних і фінансових взаємин між всіма суб'єктами енергетичного ринку й інших зацікавлених сторін;

- розвиток і функціонування енергетичної системи повинні бути спрямовані на задоволення погоджених всіма зацікавленими сторонами основних вимог – ключових цінностей, вироблених у результаті спільного бачення всіма зацікавленими сторонами цілей і шляхів розвитку електроенергетики;

- довгострокове перетворення електроенергетики повинне бути спрямоване на розвиток існуючих і створення нових функціональних властивостей енергосистеми і її елементів, що забезпечують найбільшою мірою досягнення цих ключових цінностей;

- електрична мережа (всі її елементи) розглядається як основний об'єкт формування нового технологічного базису, що дає можливість істотного

поліпшення досягнутих і створення нових функціональних властивостей енергосистеми;

– розроблення концепції комплексно охоплює всі основні напрямки розвитку: від досліджень до практичного застосування й тиражування – і стосується наукових, нормативно-правових, технологічних, технічних, організаційних, управлінських й інформаційних сфер;

– реалізація концепції носить інноваційний характер і відбиває перехід до нового технологічного укладу в електроенергетиці й в економіці в цілому.

В складі Smart Grid електрична мережа з пасивного пристрою транспортування і розподілу електроенергії перетворюється в активний елемент, параметри і характеристики якого змінюються в залежності від режимів роботи енергосистеми.

Обмін інформацією в такій електричній мережі відбувається між комунікаційними доменами генерування, передачі, розподілу та споживання електроенергії, які фізично представлені системами автоматизації та управління виробництвом кожного із доменів [82]. Крім двостороннього обміну потоками електроенергії та інформації, ця концепція передбачає здійснення поточного контролю, захисту і оптимізації функціонування всіх елементів, які взаємодіють між собою.

Під Smart Grid необхідно розуміти не тільки нові енергетичні технології, але також і сучасні інформаційні та комунікаційні технології білінгу, електронної комерції, управління доступом та адміністрування в мережах різного масштабу, моделювання та зберігання даних, віртуалізації, комп'ютерної безпеки, розподілених обчислень, збору, обробки і передачі інформації в реальному часі [179]. Саме тому технології Big Data та Smart Grid слід розглядати не як окремі технології, а як комплексний підхід і методику створення великомасштабних «розумних» підприємств, що функціонують на базі нової технологічної платформи і надають широкий спектр послуг з використанням інформаційних та енергетичних технологій.

Фахівці вважають [192], що застосування сучасних технологій управління, поряд з широким використанням новітніх інформаційних і комунікаційних технологій, таких як Big Data, дасть можливість підтримувати в «розумних» енергосистемах попит і пропозицію на рівні окремого пристрою. Smart Grid дозволить споживачам брати безпосередню участь у функціонуванні енергосистем, при цьому можна буде досягти зростання економічної ефективності, якості електроенергії і стійкості енергосистем до несанкціонованих зовнішніх впливів. Нарешті, перехід до «розумних» енергосистем дасть змогу отримувати необхідний і об'єм, і якість даних, що дозволить не лише оцінювати і аналізувати якість функціонування електричних мереж, а також керувати функціонуванням останніх для досягнення максимальної якості електропостачання.

Сучасні реалізації елементів Smart Grid у багатьох країнах дають можливість стверджувати, що технологічно такі системи створюють передумови для високоефективного використання ВДЕ для розв'язання як локальних (забезпечення максимального прибутку від їх експлуатації), так і загальносистемних (підвищення якості функціонування РЕМ) задач. Відповідно до концепції Smart Grid, усі учасники та організатори процесу енергообміну в ЕЕС можуть бути розподілені між сферами діяльності або так званими доменами. Наближений склад учасників ринку та зв'язку між ними показано на рис. 6.1.

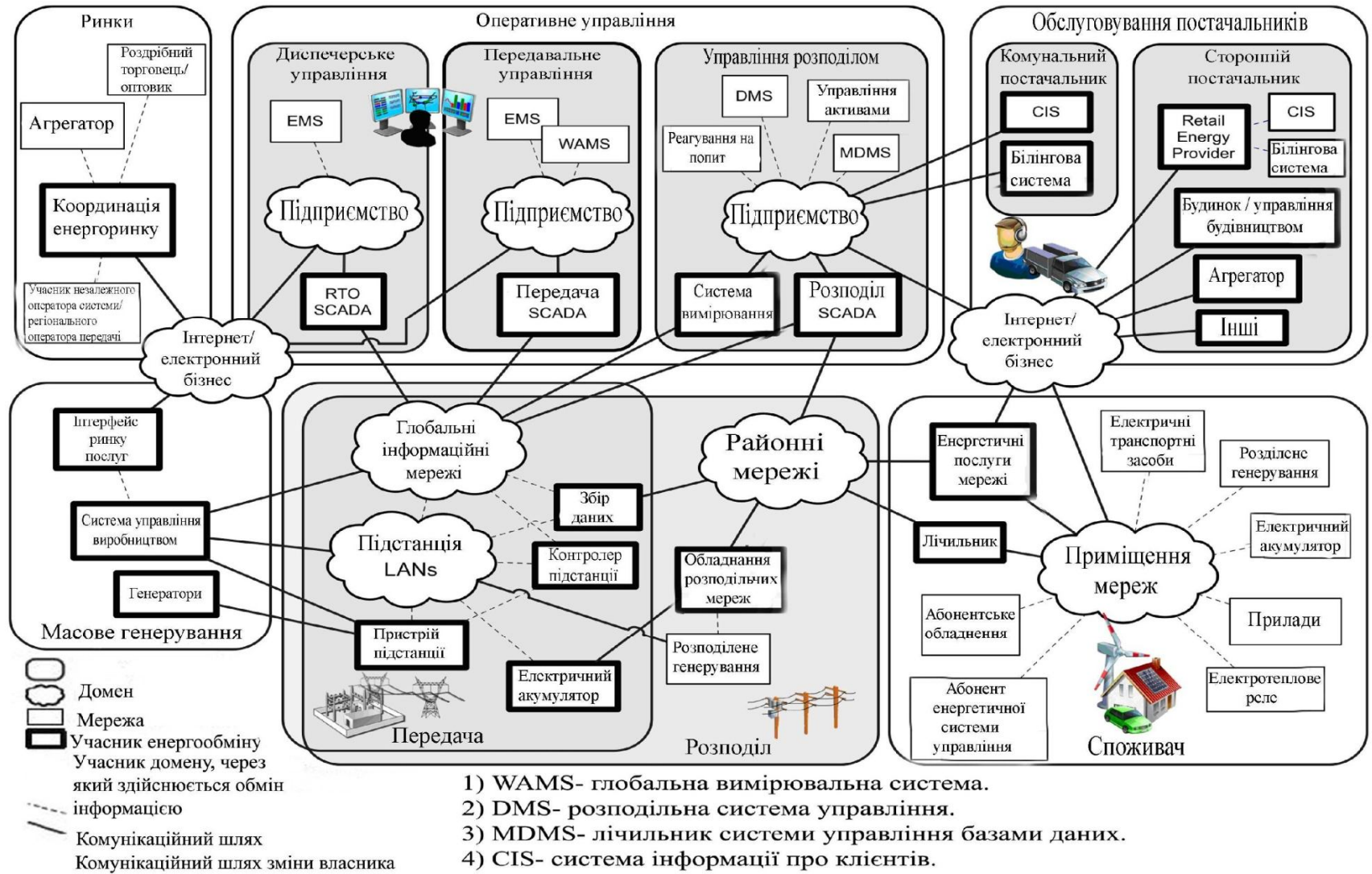


Рис. 6.1. Концептуальна модель енергосистеми

6.1.2. Архітектура системи моніторингу та керування для електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії

Перехід до Smart Grid технології в електроенергетиці у поєднанні з технологіями Big Data дозволить значну кількість задач, які раніше не розв'язувались через відсутність необхідної інформації, розв'язати. Однак, відсутність достатнього рівня фінансування дозволить відчутти переваги переходу до нових технологій не скоро. А тому необхідно розробляти системи, які, в майбутньому, будуть вдосконалюватись і дозволять реалізувати Smart Grid технології.

На даний час робота систем моніторингу та керування електричними мережами з відновлюваними джерелами енергії може організовуватись на таких джерелах достовірної інформації як автоматизовані системи комерційного обліку електричної енергії (АСКОЕ). АСКОЕ є одним з джерел даних щодо електроспоживання та генерування ВДЕ з відносно високою достовірністю. Проте в перспективі необхідно створювати повноформатний ОІКК з використанням Smart Grid технологій.

Кожна енергопостачальна компанія України використовує для збереження комерційної та технічної інформації корпоративні бази даних, які систематично оновлюються. Їх використання дає змогу забезпечити розв'язання задач оцінювання економічності роботи електричних мереж компанії, надійність електропостачання тощо.

Виходячи з реального стану інформаційного забезпечення запропоновано архітектуру дворівневої системи моніторингу та керування, яка показана на рис. 6.2. В рамках концепції Smart Grid така система дозволить реалізувати такі функціональні властивості [89]:

1. Мотивація активної поведінки кінцевого споживача, яка забезпечує можливість самостійної зміни ним обсягу і функціональних властивостей електроенергії, що отримується. Участь споживачів може приймати різні форми в залежності від його можливостей і умов енергосистеми: вибір тарифного плану, регулювання пікового навантаження, використання власних джерел

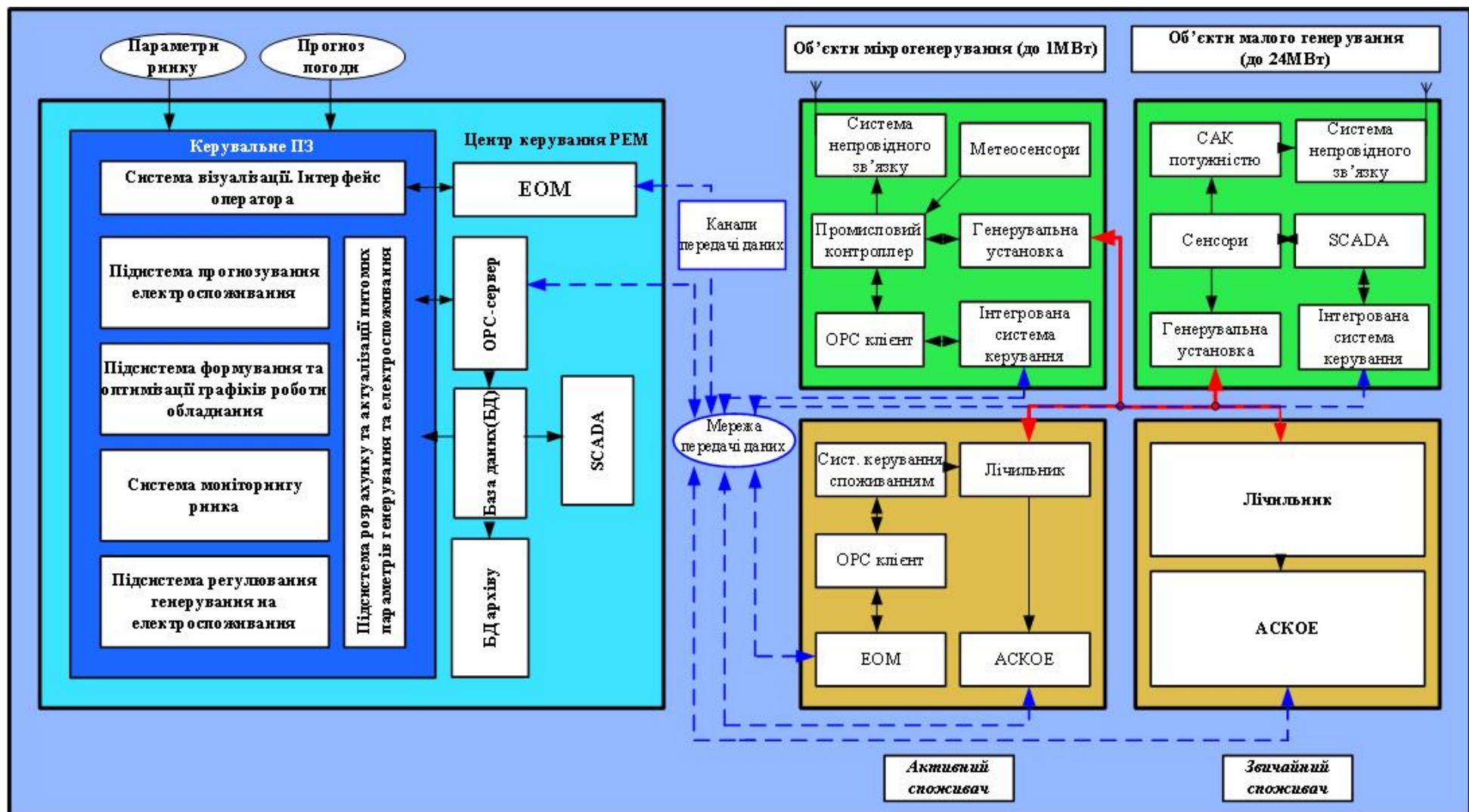


Рис. 6.2. Архітектура системи моніторингу та керування електричними мережами з відновлюваними джерелами енергії

енергії, в тому числі нетрадиційних і відновлювальних. Разом це робить можливим зменшення експлуатаційних витрат.

2. Забезпечення надійності та якості електроенергії шляхом заміни системно-орієнтованого підходу до забезпечення цих властивостей клієнто-орієнтованим і підтримки різних рівнів надійності і якості електроенергії в різних цінових сегментах. Моніторинг і контролюючі пристрої можуть створити мережу, яка самовідновлюється і може сприяти скороченню і попередженню перебоїв, а також продовженню строку служби підстанційного обладнання. Енергосистема на базі концепції Smart Grid повинна мати можливість диференціювати послуги електропостачання з різними рівнями надійності і якості електропостачання за різною ціною, забезпечуючи в режимі реального часу моніторинг, діагностику швидку реакцію щодо зміни якості електропостачання.

3. Різні типи електростанцій і систем акумулювання електроенергії – розподілене генерування. Оптимальна інтеграція електростанцій і систем акумулювання електроенергії різних типів і потужності шляхом під'єднання їх до електричних мереж згідно стандартизованих процедур і перехід до створення «мікромереж» з боку кінцевих споживачів. Для споживачів повинні бути створені умови для розбудови власних генеруючих і акумулюючих потужностей, в першу чергу відновлювальних джерел енергії (ВДЕ).

4. Розширення ринків електроенергії і потужності для споживача. Відкритий доступ до ринку централізованого і розподіленого генерування. ЛЕС на базі концепції Smart Grid надасть більші можливості для споживачів і виробників електроенергії за рахунок збільшення пропускної здатності магістральних мереж, розміщення розподілених джерел енергії в РЕМ ближче до споживачів. Змінюється статус споживача, обумовленого тим, що він може мати власні джерела електроенергії.

5. Оптимізація управління активами. Перехід до дистанційного моніторингу виробничих можливостей в режимі реального часу, інтегрованому в корпоративні системи управління, для підвищення ефективності оптимізації

режимів електричних мереж, вдосконалення експлуатації, ремонтів і заміни обладнання по його стану. ЕЕС на базі концепції Smart Grid, використовуючи дані про технічний стан електрообладнання, оптимізує пропускну здатність мереж, зменшить системні втрати, оптимізує генеруючі і мережеві ресурси, відкорегує графіки навантаження.

Запропонована система моніторингу і керування дозволить реалізовувати як керування розосередженим генеруванням, так і споживанням.

Впровадження таких підходів вимагає додаткових капітальних затрат, які можна отримати за рахунок вибору напрямків з вищою ефективністю капіталовкладень. Відповідно розглянемо два варіанта розвитку локальної електричної системи: 1 – заміна трансформатора з реконструкцією підстанції 110/35/10 кВ потужністю 25 МВА у зв'язку з зростанням навантаження на 56%; 2 – використання можливостей ЛЕС з забезпечення нових споживачів використовуючи керування генеруванням та споживанням. На рис. 6.3 показано результати розрахунку дохідної та витратної частин під час реалізації двох варіантів розвитку ЛЕС. Розрахунки виконанні за середніми по галузі цінами на обладнання і роботи.

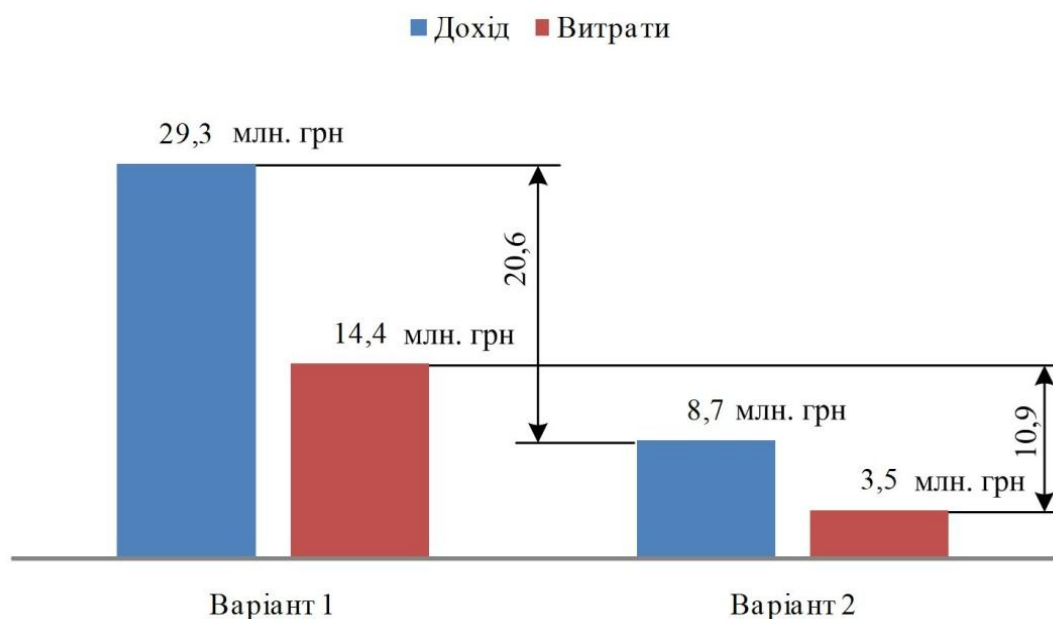


Рис. 6.3. Економічний ефект від управління розподіленим генеруванням

Суттєво більша дохідна частина першого варіанту пояснюється приростом навантаження в електричній мережі, яке за другого варіанту розвитку обмежується шляхом узгоджується його графіку з графіком генерування розосереджених джерел. Витратна частина першого варіанту поступається другому варіанту, оскільки за другого варіанту основна частина витрат йде на розбудову системи моніторингу та керування, зокрема і стимулююче керування навантаженням.

Результат розрахунку ефективності капіталовкладень виконується за внутрішньою нормою прибутку і показано на рис. 6.4.

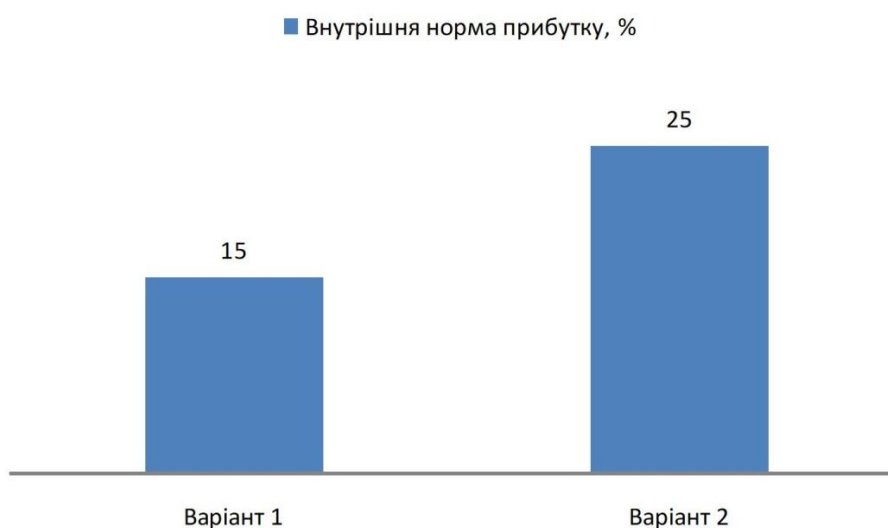


Рис. 6.4. Розрахунок внутрішньої норми прибутку

Внутрішня норма прибутку (англ. Internal Rate of Return, IRR) – процентна ставка, яка описує рентабельність інвестиції [21]. IRR зазвичай використовуються для оцінювання доцільності інвестицій чи проектів. Реалізація проекту є тим бажанішою, чим вищий його IRR. Внутрішня норма прибутку є показником відносним (процентним), це показник ефективності, якості і прибутковості інвестицій незалежний від масштабу проекту.

Отже ефективність інвестицій в другій варіант більша, не дивлячись на певне обмеження (керування) навантаження. Такий варіант реконструкції ЛЕС дозволяє йти по шляху впровадження нових технологій і наближатись до «розумних» мереж.

6.2. Розв'язання проблеми обмеженого об'єму і якості вихідної інформації

Запропонований в роботі метод оцінювання якості функціонування ґрунтується на аналізі струмів і потужностей в вузлах генерування та споживання. Це певним чином спрощує технічну підтримку цієї задачі, оскільки можна скористатись даними АСКОЕ або інтелектуальних лічильників. Однак, не всі вузли споживання оснащені АСКОЕ і робота вимірювальних приладів не синхронізована в часі. Тому необхідно розглянути можливі джерела надходження вихідної інформації.

Вплив різної повноти вихідної інформації під час розрахунку якості функціонування розглянемо на прикладі оцінювання економічної складової (відповідності втрат електричної енергії «ідеальному» режиму) інтегрального показника для електричної мережі, схема якої наведена на рис. 6.5. Цей фрагмент мережі реалізовано в ПК «PowerFactory 15.1» (див. рис. 6.6) [175], живиться від двох підстанцій 110/10 кВ, сонячних електростанцій і малих ГЕС.

Як зазначалось, технічна можливість для визначення струмів і потужностей в вузлах споживання та генерування є. Однак, здебільшого з фінансових причин, не всі вузли споживання укомплектовані засобами АСКОЕ, або хоча б інтелектуальними лічильниками.

Найбільш розповсюдженими випадками джерел вихідних даних у розподільних електромережах є:

1. На головних ділянках електричних мереж 10 кВ встановлено лічильники, конструкція або особливості використання яких дозволяють отримати лише сумарний відпуск електроенергії протягом розрахункового періоду. Для споживальних підстанцій відомі лише паспортні параметри трансформаторів;

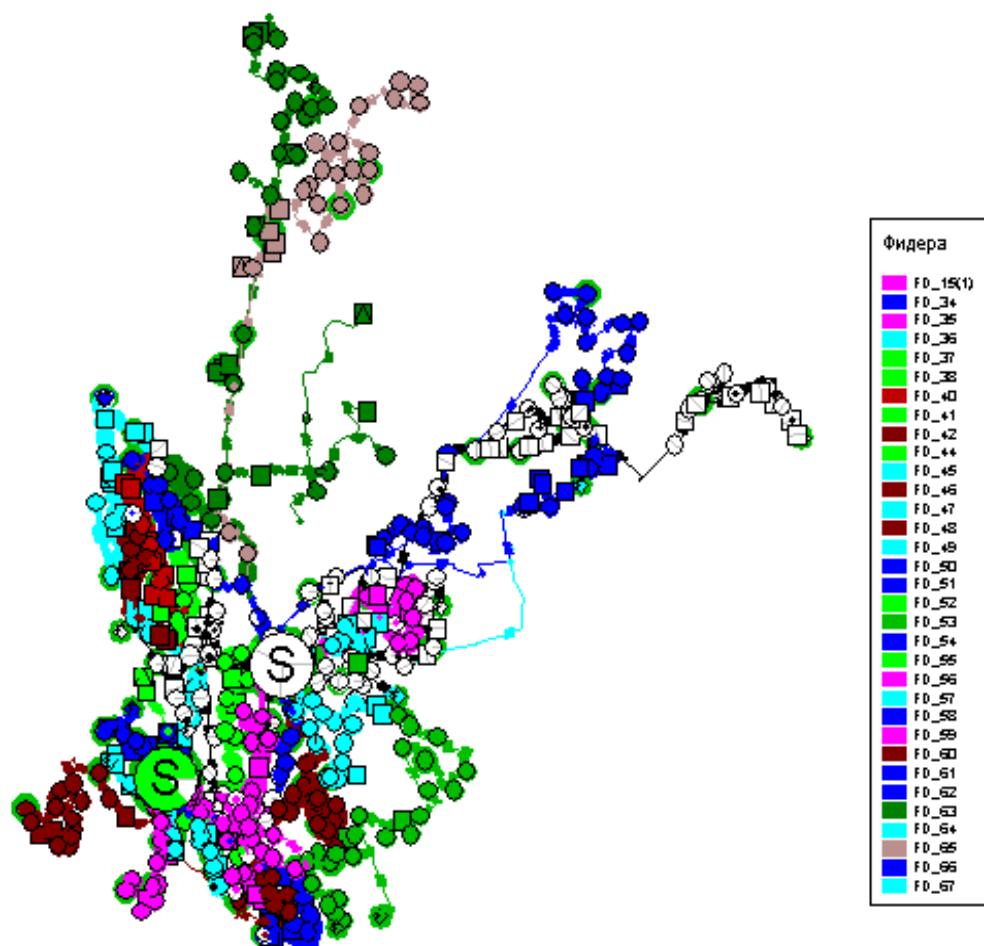


Рис. 6.6. Фрагмент схеми Ямпільських РЕМ реалізовано в ПК PowerFactory 15.1 (ПС 110/10 кВ «Ямпіль» та ПС 110/35/10 кВ «Пороги» з фідерами 10 кВ)

2. На головних ділянках електричних мереж 10 кВ встановлено аналогічні прилади обліку, а для підстанцій споживачів додатково задано інформацію про консолідований відпуск електроенергії протягом розрахункового періоду, що дозволяє визначити коефіцієнти завантаження їх трансформаторів;

3. На головних ділянках електричних мереж 10 кВ встановлено прилади, що дозволяють фіксувати сумарний відпуск електроенергії, а також графік її перетікання протягом звітної періоду. Для підстанцій споживачів крім відпуску електроенергії додатково задано типові графіки навантаження та генерування (рис. 6.7), що дозволяє імітувати імовірні режими роботи електромереж з інтервалом 30 хвилин;

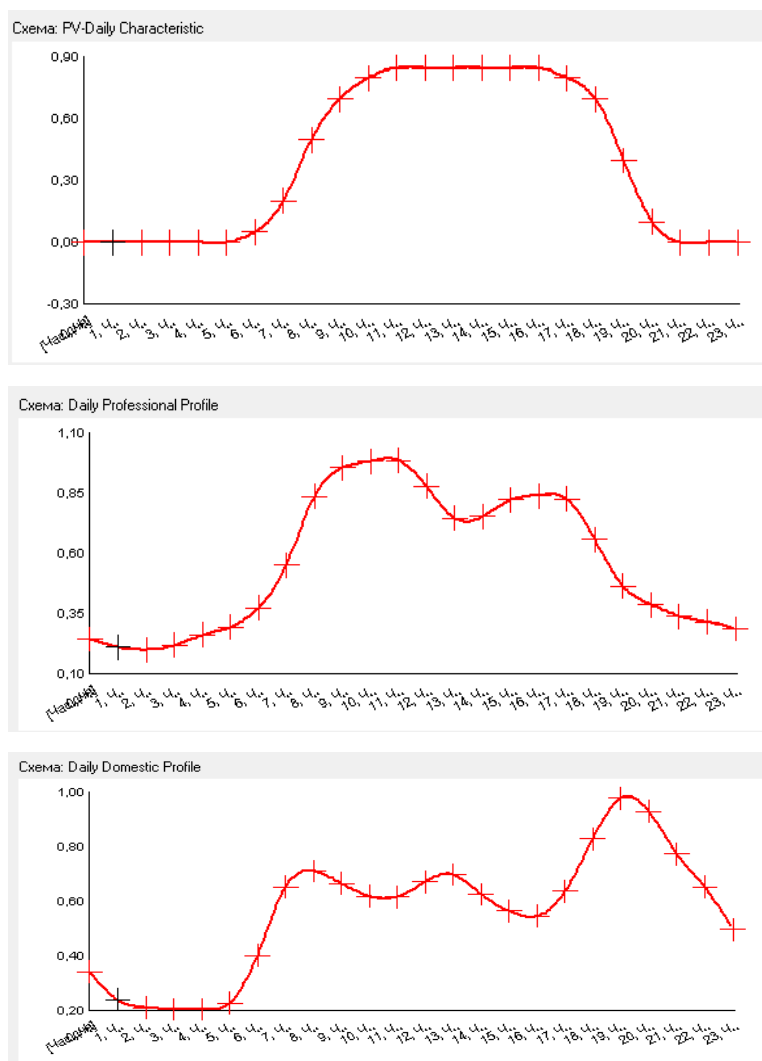


Рис. 6.7. Типові графіки навантаження й генерування підстанцій розподільних електромереж

4. Для головних ділянок електричних мереж 10 кВ та для підстанцій споживачів інформаційне забезпечення аналогічне попередньому випадку. На окремих підстанціях встановлено метеопости, що дозволяють фіксувати графік зміни температури навколишнього середовища протягом звітного періоду. Це дозволяє враховувати під час визначення складової економічності інтегрального показника якості функціонування електричної мережі температурну залежність опорів ЛЕП.

Електричні мережі 0,4 кВ для описаних вище розрахункових умов подаються еквівалентними опорами, що визначені за відповідною методикою [92, 136, 146, 151]. Відмінність значень опорів виникає у випадку врахування

температури провідників, оскільки додатково враховується й зміна питомого опору ЛЕП 0,4 кВ в наслідок зміни середньої температури повітря в різні пори року.

Результати розрахунку, які подані у табл. 6.1, порівнюються з значенням економічної складової якості функціонування (0,33), яка отримана за умов наявності статистичних даних по струмам і потужностям в вузлах генерування та навантаження.

Таблиця 6.1. Результати визначення імовірності відповідності втрат «ідеальному» режиму в розподільній мережі за різними вихідними даними

Умови розрахунку	Розрахункові імовірності відповідності втрат електроенергії «ідеальному» режиму, в.о.
Розрахунок за характерним режимом (середніх навантажень)	
Задано надходження електроенергії на головних ділянках фідерів	0,72 (118,2%)
Задано коефіцієнти завантаження ТП	0,54 (63,6%)
Розрахунок з імітацією режимів за графіками	
Враховуються графіки генерування	0,42 (27,3%)
Враховуються графіки навантаження	0,39 (18,2%)
Враховуються графіки навантаження та генерування	0,36 (9,1%)
Розрахунок з урахуванням температури ЛЕП	
Враховується температура проводів ЛЕП	0,37 (12,1%)

З аналізу даних (див. табл. 6.1) найкращим варіантом є розрахунок імітації режимів за графіками навантаження та генерування. Суттєві відхилення результатів за іншими варіантами вихідних даних можна пояснити недоврахуванням режимів, поява яких має незначну імовірність, але вони суттєво відрізняються від «ідеального».

Тому, перехід до імітації графіків навантажень і генерування підвищує результат оцінювання економічності електричної мережі, порівняно з іншими

варіантами вихідних даних, і в період переходу до Smart Grid технологій можуть застосовуватись під час оцінювання якості функціонування електричних мереж.

Для уточнення й приведення у відповідність до реальних умов експлуатації РЕМ розрахункової моделі електричної мережі можливо і доцільно використовувати додаткові дані стосовно динаміки електричної мережі (зміна топології, положення комутаційних апаратів, тощо), графіків електроспоживання, а також вироблення електроенергії засобами розосередженого генерування [138].

6.3. Врахування обмежень та багатокритеріальності під час оптимізації розвитку електричної мережі

6.3.1. Обмеження і способи їх врахування в задачі оптимізації розвитку електричних мереж

У розділі 4 викладено загальний методичний підхід до побудови динамічних математичних моделей оптимізації розбудови електричних мереж, а також сформульована концепція вибору оптимальних стратегій розвитку. Остання ґрунтувалася на аналізі інтегрального показника якості функціонування електричної мережі, що розвивається. При цьому питання щодо врахування технічних обмежень не був розглянутий. У той же час електричні мережі є технічними системами і про їх раціональний розвиток не може бути мови, якщо не забезпечуються необхідні технічні вимоги.

У наш час щодо питання врахування окремих технічних вимог існують різні думки й підходи. Через складність динамічних задач оптимізації розвитку електричних мереж і неоднозначності перспективних показників неможливо й не потрібно детально враховувати всі технічні вимоги. З іншого боку, у деяких математичних моделях оптимізації розвитку електричних мереж технічні вимоги часто враховуються занадто спрощено, що приводить до різкої невідповідності допущень, прийнятим в існуючій проектній практиці порівняння варіантів розвитку. Слід зазначити, що це знижує довіру до

результатів оптимізації і є серйозною перешкодою під час впровадження оптимізаційних моделей у проектних організаціях і службах перспективного розвитку електроенергетичних компаній. Успішне використання оптимізаційних моделей розвитку електричних мереж значною мірою забезпечується тим, як у них враховуються технічні вимоги погоджені з існуючою практикою перспективного проектування.

У цих умовах виникає питання: яким чином розроблені методичні підходи й концепції побудови динамічних математичних моделей оптимізації розвитку електричних мережі узгоджуються з технічними вимогами й обмеженнями?

Врахування обмежень під час оптимізації розвитку електричних мереж можливий двома основними способами [6, 47]:

- 1) у формі «жорстких» обмежень,
- 2) у формі «нежорстких» обмежень.

За жорстких обмеженнях стани розвитку, у яких не виконуються обмеження, вважаються неприпустимими. Динамічна оптимізація розвитку за наявності жорстких обмежень пов'язана зі значними складностями. Це обумовлене тим, що під час постановки задачі оптимізації розвитку конкретного мережного об'єкта заздалегідь не можна передбачити всі його слабкі місця, у яких протягом розрахункового періоду будуть порушені обмеження. Іншими словами – не можна передбачити всі альтернативні заходи, необхідні для усунення можливих порушень. У такий спосіб область оптимізації, як правило, є неповною й тому динамічну оптимізацію не можна провести до кінця. Необхідно доповнювати множину альтернативних заходів з повторним проведенням оптимізації. При цьому врахування жорстких обмежень не дозволяє використовувати ряд розроблених методів динамічного аналізу розвитку електричних систем [31].

Порушення обмежень під час їхнього врахування у формі «нежорстких» не є ознакою неприпустимості стану, а лише ознакою, наприклад, необхідності додавання до функціонала відповідної штрафної функції. Методи штрафних функцій для розв'язання задач оптимізації з обмеженнями з'явилися наприкінці

50-х років. Вони вигідно відрізняються простотою реалізації [128]. Ці методи знаходять також успішне застосування для розв'язання енергетичних задач. Однак досвід їх використання під час пошуку оптимального розвитку в динамічній постановці досить обмежений.

Задача оптимізації розвитку системи в цьому випадку формулюється так. З множини N^m альтернативних заходів з розвитку мережі (області оптимізації) необхідно вибрати послідовність множин реалізованих заходів $N(t)$ (стан розвитку) для всіх етапів розрахункового періоду, який розглядається, (кроків оптимізації) $t = 1, 2, \dots, T$, так щоб цільова функція $F(N(1), N(2), \dots, N(T))$ приймала мінімальне значення. Цільова функція виражається так:

$$F(N(1), N(2), \dots, N(T)) = \sum_{t=1}^T z(t, N(t)) \cdot \sigma(t), \quad (6.1)$$

де $\sigma(t)$ – коефіцієнт приведення різночасових складових цільової функції; $z(t, N(t))$ – критерій стану N .

Критерій стану N на кроці t визначається за виразом:

$$z(t, N(t)) = E_H K_N + C_t + (E_H K_N + C_t)^\alpha \beta \cdot \ln\left(\frac{1}{E_t}\right), \quad (6.2)$$

де K_N – капіталовкладення під час реалізації множини заходів N ; E_H – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень; C_t – щорічні витрати на кроці t ; E_t – значення інтегрального показника якості функціонування на кроці t ; α, β – розрахункові коефіцієнти, що залежать від характеристик графіків генерування та споживання.

Залежність $(E_H K_N + C_t)^\alpha \beta \cdot \ln\left(\frac{1}{E_t}\right)$ є штрафною функцією, яка залежить від значення інтегрального показника E_t на кроці t , що залежить від виконання закладених обмежень (наприклад за відхиленнями напруги у вузлах). Визначення значень коефіцієнтів α та β є самостійною дослідницькою задачею.

Необхідно відмітити, що без використання штрафних функцій пошук оптимальних стратегій розвитку не дає допустимих станів протягом усього розрахункового періоду, оскільки в цьому випадку значення $F(N(1), N(2), \dots, N(T))_{opt}$ відповідають області недопустимих станів, тобто оптимальний стан отримується тільки для достатньо великих значення коефіцієнтів α й β . Інакше ймовірність потрапляння оптимальної стратегії в зону неприпустимих станів суттєво зростає. На практиці інтерес представляють варіанти з невеликими порушеннями обмежень, якщо їх усунення пов'язане зі значними витратами. Щоб ці варіанти в ході оптимізації не були загублені, значення коефіцієнтів α й β не рекомендується вибирати занадто великими. Отже, значення α й β обмежуються як знизу, так і зверху. Відповідні межі слід визначати на основі експериментальних розрахунків з врахуванням загальних теоретичних положень.

У задачах оптимізації розвитку електроенергетичних мереж є доцільним використовувати також інші різновиди методу штрафних функцій. Наприклад таких, що визначаються витратами, пов'язаними із проведенням додаткових коригувальних заходів для компенсування порушення обмежень. У такому випадку результат оптимізації за будь-яких α й β є деякий припустимий реальний варіант. Наприклад, у задачах оптимізації розвитку розподільних мереж штрафна функція у (6.2) може відображати витрати на пристрої регулювання напруги, що залежать від регульованої потужності. У якості коригувальних заходів, що усувають порушення обмежень на потоки потужності, може бути розглянуте додавання необхідної кількості паралельних ліній або трансформаторів в елементах системи, які залишилися перевантаженими. Цей спосіб врахування обмежень дозволяє також частково компенсувати неповноту області оптимізації, зумовлену відсутністю інформації про умови оптимізації мережі або обмеженістю числа альтернативних заходів.

Аналіз узагальненої моделі розвитку електричної мережі показує, що під час використання методу штрафних функцій кількість можливих станів

зменшується. Це дозволяє вирішувати задачу зі значною кількістю альтернативних заходів.

З наведеного аналізу можна зробити висновок, що під час практичної реалізації багатокритеріальної оцінки рішень у динамічних моделях може бути рекомендований опис критеріїв якості рішень за допомогою нежорстких обмежень. При цьому забезпечується оперативність використання оптимізаційних моделей з іншими моделями інформаційно-обчислювальних систем, призначених для перспективного проектування електричних мереж.

6.3.2. Багатокритеріальне оцінювання стратегії розвитку електричних мереж

Вибір стратегії розвитку сучасних електричних мереж проводиться з метою задоволення багатьох критеріїв. Основами з них є: якість напруги у споживачів, надійність і економічність електропостачання, стійкість електроенергетичної системи й гнучкість мереж в аварійних і післяаварійних ситуаціях, технічна допустимість і зручність експлуатації та ін. Під час вибору варіанта розвитку слід також враховувати прогрес техніки, взаємозамінність різних заходів щодо розвитку мереж у просторовому й часовому розрізах, обмеженість людських і матеріальних ресурсів та інші фактори [6, 20]. Багатогранність задач керування розвитком сучасних електричних мереж зумовлює принципові труднощі під час формалізації керування й критеріїв оцінки його якості. Отже, завдання пошуку оптимального розвитку електричних мереж, як правило, повинні вирішуватися в багатокритеріальній постановці. Однак методичні питання багатокритеріальної оптимізації, незважаючи на те, що їм приділяється значна увага, поки є недостатньо розробленими.

Відома класифікація критеріїв оцінювання варіантів розвитку енергетичних об'єктів, відповідно до якої вони поділяються на [6]:

1. Порівнянні між собою критерії;
2. Безпосередньо непорівнянні між собою критерії.

Критерії оцінювання варіантів можна поділити також на:

1. Критерії, що мають кількісні оцінки;
2. Критерії, що мають тільки якісні оцінки.

У розроблених на даний час методах багатокритеріального вибору рішень [6, 43, 86, 198] використовуються в основному такі підходи:

1. Використання методу експертних оцінок;
2. Евристичні, засновані на досвіді людини;
3. Використання результатів одноцільової оптимізації для пошуку компромісних рішень;
4. Опис критеріїв якості керування за допомогою обмежень;
5. Заміна деяких критеріїв системною поправкою до цільової функції інших критеріїв;
6. Оцінка сумарної за різними критеріями ефективності рішень за допомогою відповідних вагових коефіцієнтів.

Об'єктивно існуючі відмінності між різними реальними завданнями й критеріями визначають доцільність комбінації всіх згаданих прийомів. При цьому порядок їх використання може мінятися залежно від конкретного завдання.

Необхідною передумовою для реалізації багатокритеріального пошуку рішень з розвитку мереж є наявність інформаційно-обчислювального комплексу, що дозволяє проводити ітеративний пошук рішень в умовах їх оцінки за багатьма критеріями. До складу такого комплексу повинна бути включена динамічна модель оптимального розвитку, призначена для відбору множини ймовірно оптимальних варіантів процесу розвитку за критерієм якості функціонування електричної мережі. Це дозволяє врахувати прямо або опосередковано основну частину критеріїв, які характеризують якість електропостачання. У динамічних оптимізаційних моделях пошук проводиться за заданою областю оптимізації при спрощеному врахуванні інших критеріїв.

Отримані за допомогою динамічної оптимізаційної моделі рішення підлягають подальшому уточненню й аналізу за допомогою інших моделей, до

яких належать:

- оцінювальні моделі, призначені для аналізу заданої серії варіантів процесів розвитку;

- моделі розгорнутої оцінки інших критеріїв, зокрема технічних, для заданих станів розвитку;

- моделі прийняття рішень за множиною кількісних і якісних критеріїв.

Під час реалізації викладених принципів пошуку рішень у багатокритеріальній постановці досить важливими є методи врахування різних критеріїв оцінки рішень у динамічних оптимізаційних моделях. Серед них особливе місце займають методи врахування технічних критеріїв.

6.4. Оптимізація електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії за критерієм якості функціонування

Закладений в основу методу оцінювання інтегрального показника якості функціонування електричних мереж принцип, який полягає у порівнянні режимних параметрів фактичного режиму з так званим «ідеальним» режимом і дозволяє дещо по-іншому побудувати алгоритм оптимізації електричних мереж. Так, на першому кроці моделюється робота «ідеальної» мережі методом Гамільтона-Остроградського, яка відповідає роботі мережі за r -схемою. Після накладаються технічні обмеження, які формують область D (див. рис. 6.8). Ця область відповідає можливим режимам реальної мережі.

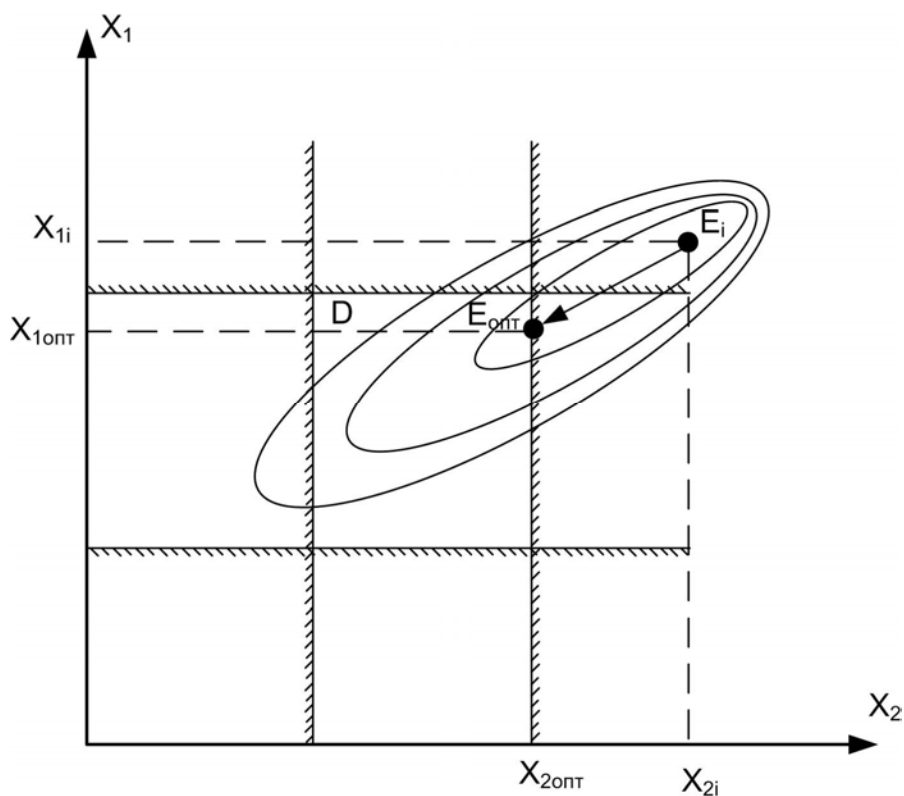


Рис. 6.8. Рівні значення інтегрального показника якості функціонування електричної мережі за різних значень режимних та системних параметрів

Покажемо реалізацію цього алгоритму на конкретних прикладах мережі (див. рис. 6.6).

6.4.1. **Натурні експериментальні дослідження показників якості електричної енергії в Ямпільських РЕМ**

Для проведення розрахунків з оцінювання якості функціонування фрагменту електричних мереж Ямпільських РЕМ (див. рис. 6.5) необхідно визначити величину спотворень, які вносять об'єкти ВДЕ. Тому проведено натурні експерименти, метою яких є визначення впливу ВДЕ на показники синусоїдності кривих струмів і напруг та їх симетричності. Вимірювання проводились відповідно до [126, 127]. Дослідження показників якості електричної енергії ФЕС і ГЕС виконувались у відповідності до схем, наведених в Додатку Д.

Об'єктом для дослідження вибрано Слобода-Бушанські ФЕС та ГЕС. Дослідження проводились за допомогою приладу PNA 296 – переносного аналізатора якості електроенергії виробництва фірми SATEC Ltd (Ізраїль). Для досліджень використовується програмне забезпечення PAS (Power Analysis Software for Windows – в подальшому PAS), яке розроблене фірмою SATEC Ltd (див. рис. 6.9).



Рис. 6.9. Вимірювання показників якості електроенергії ФЕС

На рис. 6.10 показані результати спостережень за струмами фаз та напругами на виходах інвертора №10 (фази А, В, С).

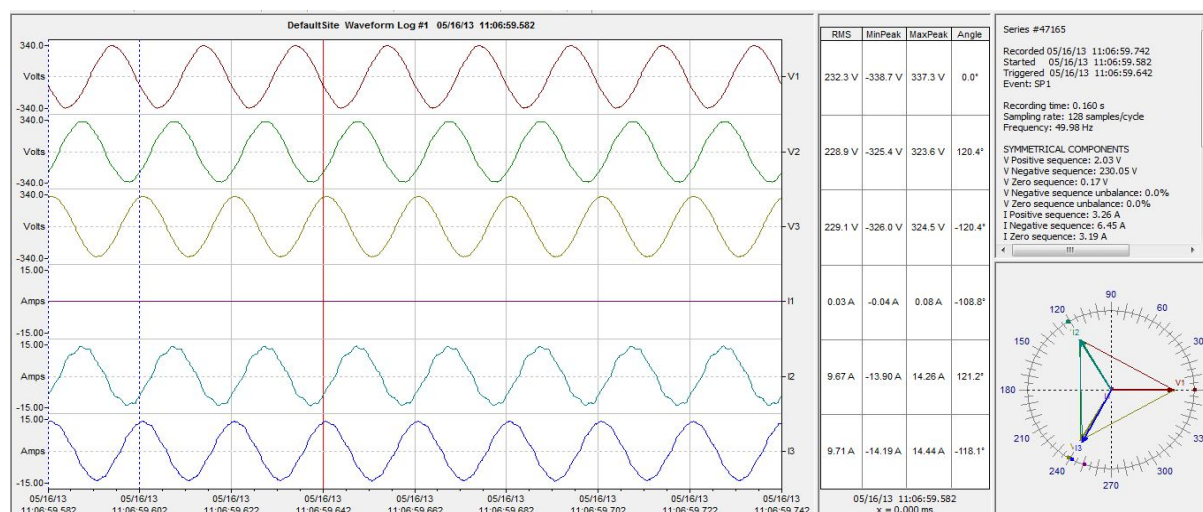


Рис. 6.10. Віконна заставка PAS

На рис. 6.10 візуально видно спотворення кривої струмів фаз В і С на виходах інвертора №10.

За допомогою програмного забезпечення PAS виконано розкладання в ряд Фур'є та визначено вміст гармонік у струмі на виході інвертора №10 (рис. 6.11 та табл. 6.2).

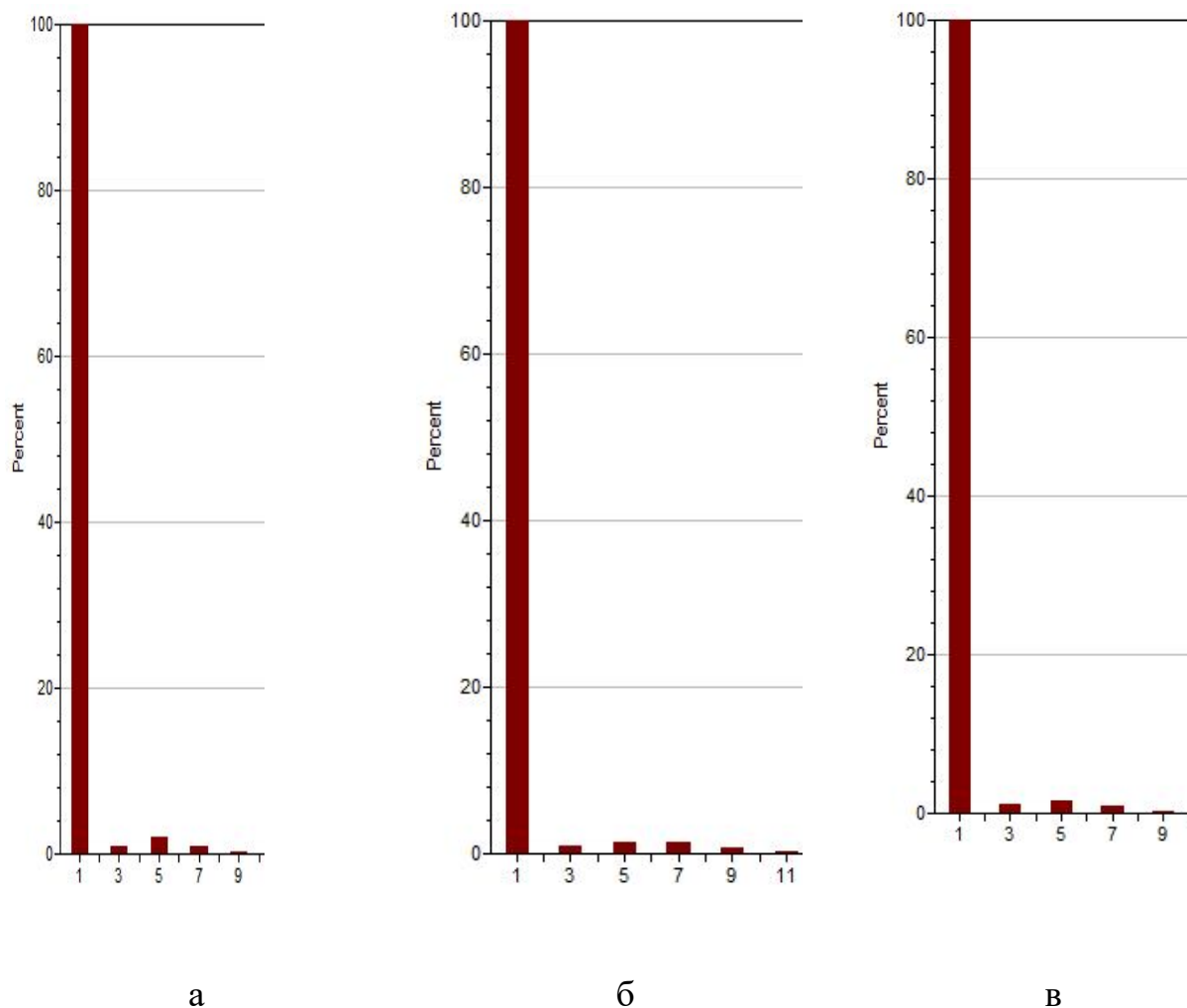


Рис. 6.11. Вміст гармонік в кривій струму на виході інвертора №10

На рис. 6.10 показано вміст гармонік на 16 травня 2017 року: а – об 11 годині 06 хвилин 59 секунд; б – об 13 годині 20 хвилин 32 секунди; в – об 15 годині 52 хвилин 30 секунд.

Таблиця 6.2. Вміст гармонік у струмі на виході інвертора №10

№ гармоніки	HD%	В	№ гармоніки	HD%	В
H02	0	0	H03	1,1	2,6
H04	0	0	H05	2,05	4,8
H06	0	0	H07	0,95	2,2
H08	0	0	H09	0,23	0,5
H10	0	0	H11	0,21	0,5
H12	0	0	H13	0	0
H14	0	0	H15	0	0
H16	0	0	H17	0	0
H18	0	0	H19	0	0
H20	0	0	H21	0	0
H22	0	0	H23	0	0
H24	0	0	H25	0	0
H26	0	0	H27	0	0
H28	0	0	H29	0	0
H30	0	0	H31	0	0
H32	0	0	H33	0,49	1,1
H34	0	0	H35	0	0
H36	0	0	H37	0	0
H38	0	0	H39	0	0
H40	0	0	H41	0	0
H42	0	0	H43	0	0
H44	0	0	H45	0	0
H46	0	0	H47	0	0
H48	0	0	H49	0	0
H50	0	0	H51	0	0
H52	0	0	H53	0	0
H54	0	0	H55	0	0
H56	0	0	H57	0	0
H58	0	0	H59	0	0
H60	0	0	H61	0	0
H62	0	0	H63	0	0

У таблиці 6.3 наведені діючі значення струмів, напруг, кути між струмами різних фаз та напругами різних фаз.

Таблиця 6.3. Параметри струмів і напруг на виході інвертора №10

Параметр	U_d, I_d	$U_{\text{пiк макс}}, I_{\text{пiк макс}}$	$U_{\text{пiк мiн}}, I_{\text{пiк макс}}$	α , град
U_A, V	232.3	-338.7	337.3	0.0
U_B, V	228.9	-325.4	323.6	120.4
U_C, V	229.1	-326.0	324.5	-120.4
I_A, A	9.63	-14.04	14.28	-108.8
I_B, A	9.67	-13.90	14.26	121.2
I_C, A	9.71	-14.19	14.44	-118.1

В таблиці 6.3 позначені: U_A, U_B, U_C – значення напруги фази А, В, С; I_A, I_B, I_C – значення струмів фаз А, В, С; U_d, I_d – діючі значення напруги та струму; $U_{\text{пiк макс}}, I_{\text{пiк макс}}, U_{\text{пiк мiн}}, I_{\text{пiк макс}}$ – пікові максимальні і мінімальні значення напруги та струму; α – кут між фазними напругою і струмом.

Як видно з рис. 6.12, на виході інвертора № 10 існує зсув між векторами струму і напруги.

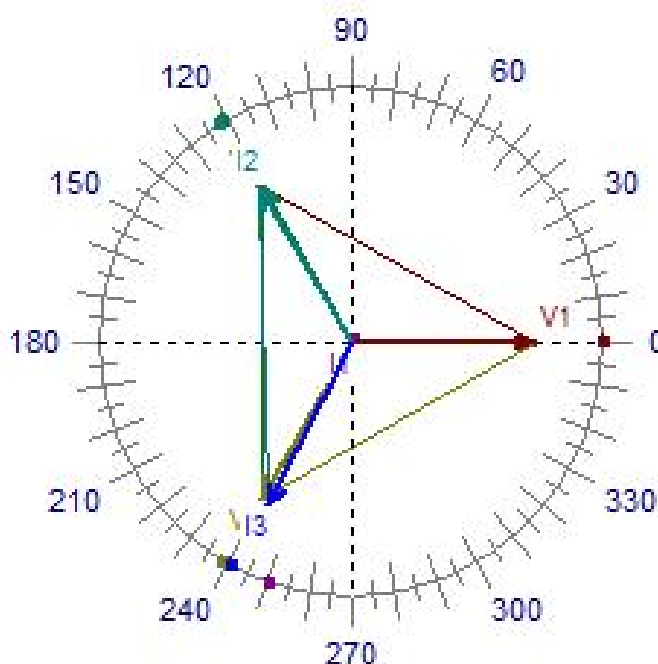


Рис. 6.12. Векторна діаграма струмів і напруг на виході інвертора №10

Спостереження показників якості електричної енергії на Слобода-Бушанській ГЕС здійснювався на обмотці статора гідрогенератора ГГ1. Осцилограма напруг і струмів фаз А, В, С показана на рис 6.13 та табл. 6.4.

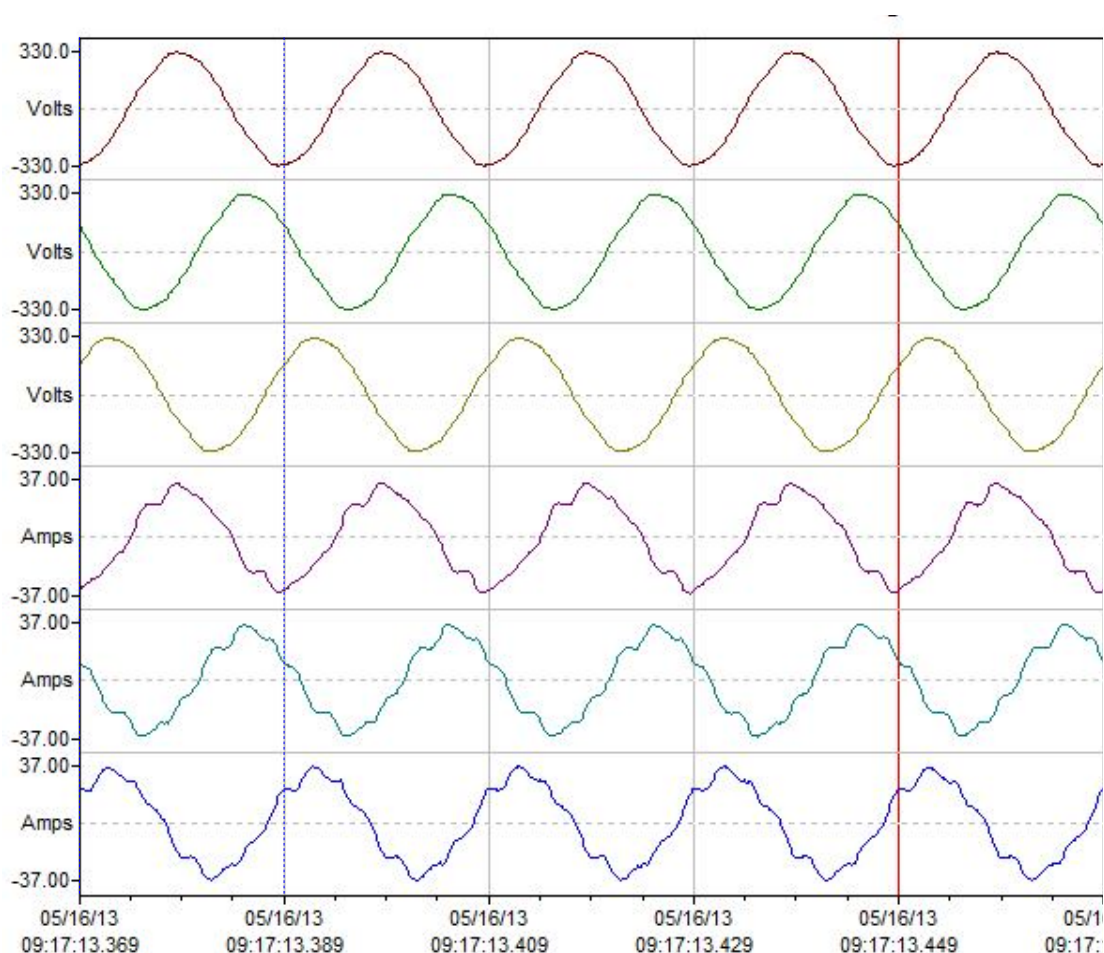


Рис. 6.13. Напруги і струми на виводах гідрогенератора ГЕС

Таблиця 6.4. Параметри електричної енергії на обмотці статора гідрогенератора ГГ1 Слобода-Бушанської ГЕС

Напруга статора генератора ГГ1						Кут зсуву фаз	Режим
Фазна			Міжфазна (лінійна)				
A	B	C	AB	BC	CA		
231	229	230	398.7	396.6	400.1	0; 119.3; - 120.7	1
233	231	230	400.7	399.7	401.5	0; 118.6; - 121.4	2
231	227	230	396.4	392.8	402.3	0; 118.2; - 121.8	3

В табл. 6.5 наведено показники якості електроенергії для трьох режимів відповідно до табл. 6.4

Таблиця 6.5 . Вимірювані параметри електроенергії в режимах відповідно до таблиці 6.4

Режим 1	
1	2
Напруга лінійна (максимальна), В	400,1
Напруга лінійна (мінімальна), В	396,6
Напруга зворотної послідовності, В	8,12
Напруга RMS першої гармоніки, В	233,9
Напруга RMS, В	234,1
Коефіцієнт несиметрії напруг по зворотній послідовності, %	3,47
Діюче значення напруги нульової послідовності основної частоти трифазної системи напруг, В	1,24
Коефіцієнт несиметрії напруг по нульовій послідовності K_{0U_i} , %	0,92
Найбільше діюче значення з трьох діючих значень фазних напруг основної частоти, В	231
Найменше діюче значення з трьох діючих значень фазних напруг основної частоти, В	229
Режим 2	
Напруга лінійна (максимальна), В	401,5
Напруга лінійна (мінімальна), В	399,7
Напруга зворотної послідовності, В	12,7
Напруга RMS першої гармоніки, В	234,2
Напруга RMS, В	236,2
Коефіцієнт несиметрії напруг по зворотній послідовності, %	3,41
Діюче значення напруги нульової послідовності основної частоти трифазної системи напруг, В	1,9
Коефіцієнт несиметрії напруг по нульовій послідовності K_{0U_i} , %	1,4
Найбільше діюче значення з трьох діючих значень фазних напруг основної частоти, В	233
Найменше діюче значення з трьох діючих значень фазних напруг основної частоти, В	231
Режим 3	
Напруга лінійна (максимальна), В	402,3
Напруга лінійна (мінімальна), В	392,8
Напруга зворотної послідовності, В	8,12
Напруга RMS першої гармоніки, В	234,4
Напруга RMS, В	235,9
Коефіцієнт несиметрії напруг по зворотній послідовності, %	3,69
Діюче значення напруги нульової послідовності основної частоти трифазної системи напруг, В	2,48
Коефіцієнт несиметрії напруг по нульовій послідовності K_{0U_i} , %	1,83
Найбільше діюче значення з трьох діючих значень фазних напруг основної частоти, В	231
Найменше діюче значення з трьох діючих значень фазних напруг основної частоти, В	227

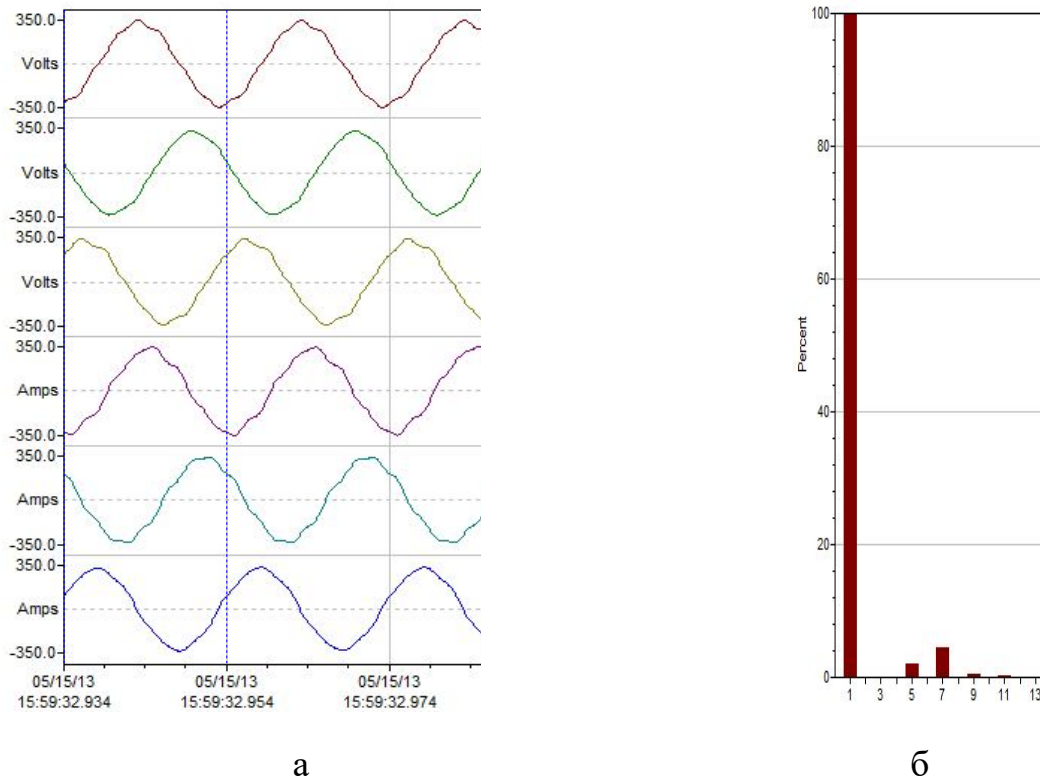


Рис. 6.14. Осцилограми напруг і струмів фаз А, В, С та гармонійні складові напруг обмотки статора генератора ГГ1 Слобода-Бушанської ГЕС

На рис. 6.14 показані: а – осцилограми напруг і струмів фаз А, В, С та б – гармонійні складові напруг обмотки статора генератора ГГ1 Слобода-Бушанської ГЕС

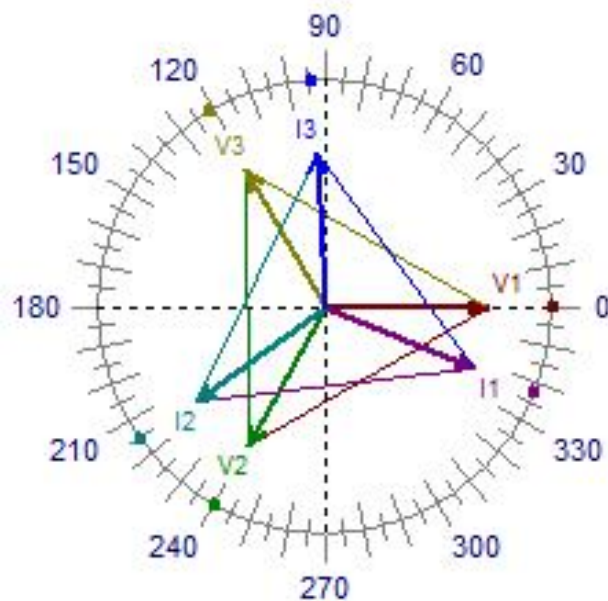


Рис. 6.15. Векторна діаграма струмів і напруг

Якість електричної енергії характеризується багатьма показниками. Під час досліджень впливу ВДЕ на розподільні мережі ПАТ «Вінницяобленерго» визначались лише такі показники: коефіцієнт несиметрії напруг по зворотній послідовності; коефіцієнт несиметрії напруг по нульовій послідовності та коефіцієнти гармонійних складових напруг.

В таблиці 6.6 наведені коефіцієнти гармонік напруги на статорі генератора ГГ1 Слобода-Бушанської ГЕС для трьох режимів. Як видно з табл. 6.6 значення цих коефіцієнтів не перевищують граничні.

Таблиця 6.6. Коефіцієнти гармонік, %

Режим	Номер гармоніки								
	3	5	7	9	11	13	15	17	19
1	0,48	2,44	2,96	0,27	–	–	–	–	–
2	0,43	2,49	3,3	–	–	–	–	–	–
3	0,48	2,47	3,7	–	–	–	–	–	–

Отримані експериментальні дані дозволили розробити алгоритм врахування спотворень кривої напруг і струмів під час виконання розрахунку режимів електричних мереж та оцінити їх якість функціонування.

6.4.2. Оптимальне секціонування схеми транспортування електроенергії в локальних електричних системах

Виконаємо визначення нормальної схеми мережі з визначенням оптимальних місць її секціонування.

Для визначення оптимальних місць секціонування мережі проведено розрахунок поточкорозподілу для кільцевої схеми фрагменту Ямпільських РЕМ (див. рис. 6.5) [62]. Розрахунок проводився для найбільш імовірних графіків генерування і навантаження, які визначенні за статистичними даними за рік (відповідають типовим графікам див. рис. 6.7).

В результаті було визначено точки поточкорозподілу, з яких визначено масив точок, що найчастіше зустрічаються під час виконання заданих

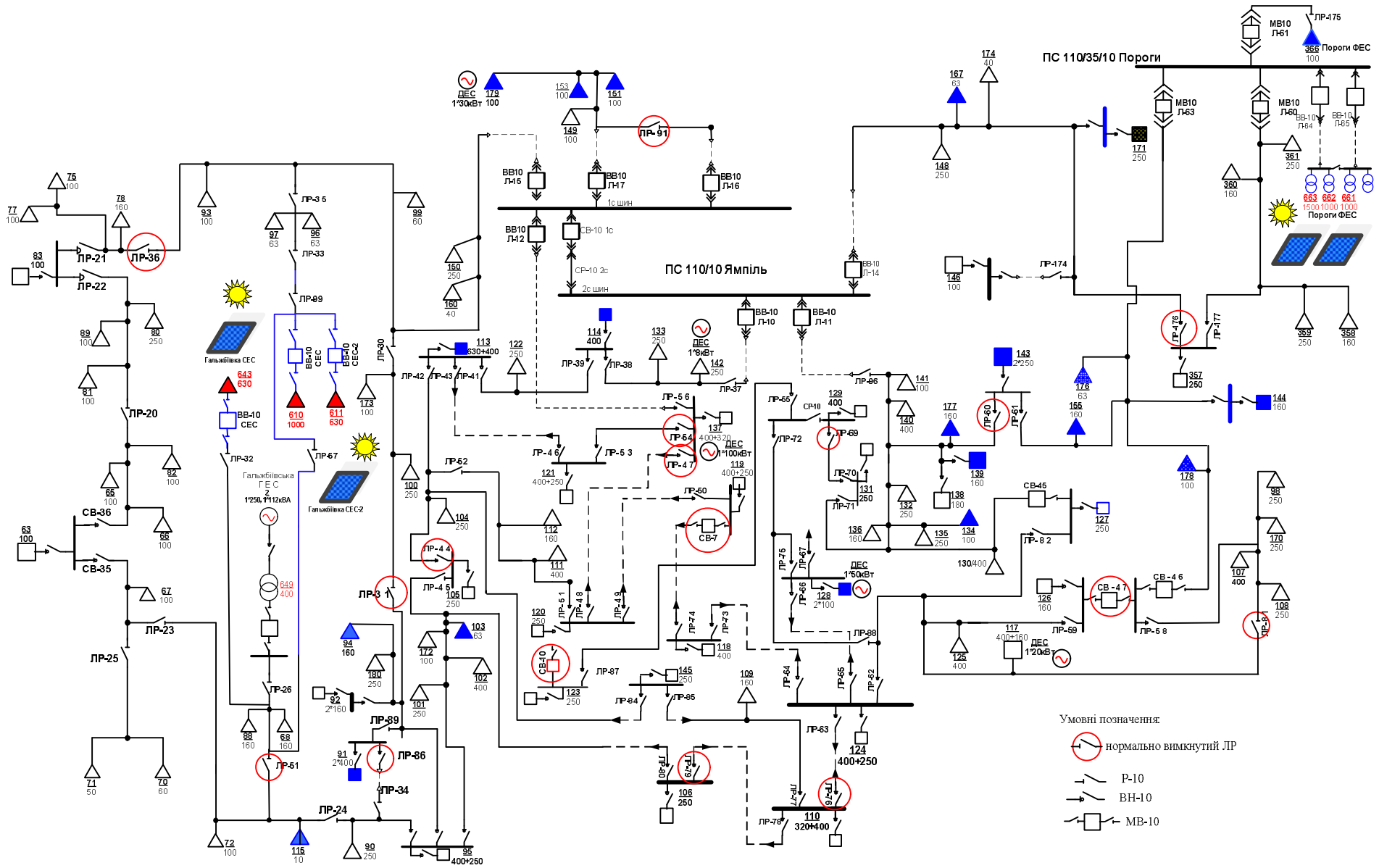


Рис. 6.16. Оптимізована схема Ямпільських РЕМ

графіків генерування і споживання. Варіантів різних схем секціонування з цих точок було три. Проведене оцінювання інтегрального показника якості функціонування для цих схем дозволило обрати кращий варіант за цим критерієм. Значення інтегрального показника відповідно становили 0,67; 0,6 та 0,64. Однак можливості реалізувати кращий варіант немає оскільки не у всіх точках потікрозподілу є комутаційне обладнання. Тому оптимальну схему, шляхом перебору можливих варіантів її комутації, було приведено до виду показану на рис. 6.16. Показник якості для неї дорівнює 0,52.

Таке зниження інтегрального показника пояснюється зростанням невідповідності втрат «ідеальному» режиму і зниженню якості електроенергії за відхиленнями напруги у вузлах. На рис. 6.17 показано профілі напруг для найдовшого і найкоротшого фідера схеми для режиму максимальних навантажень.

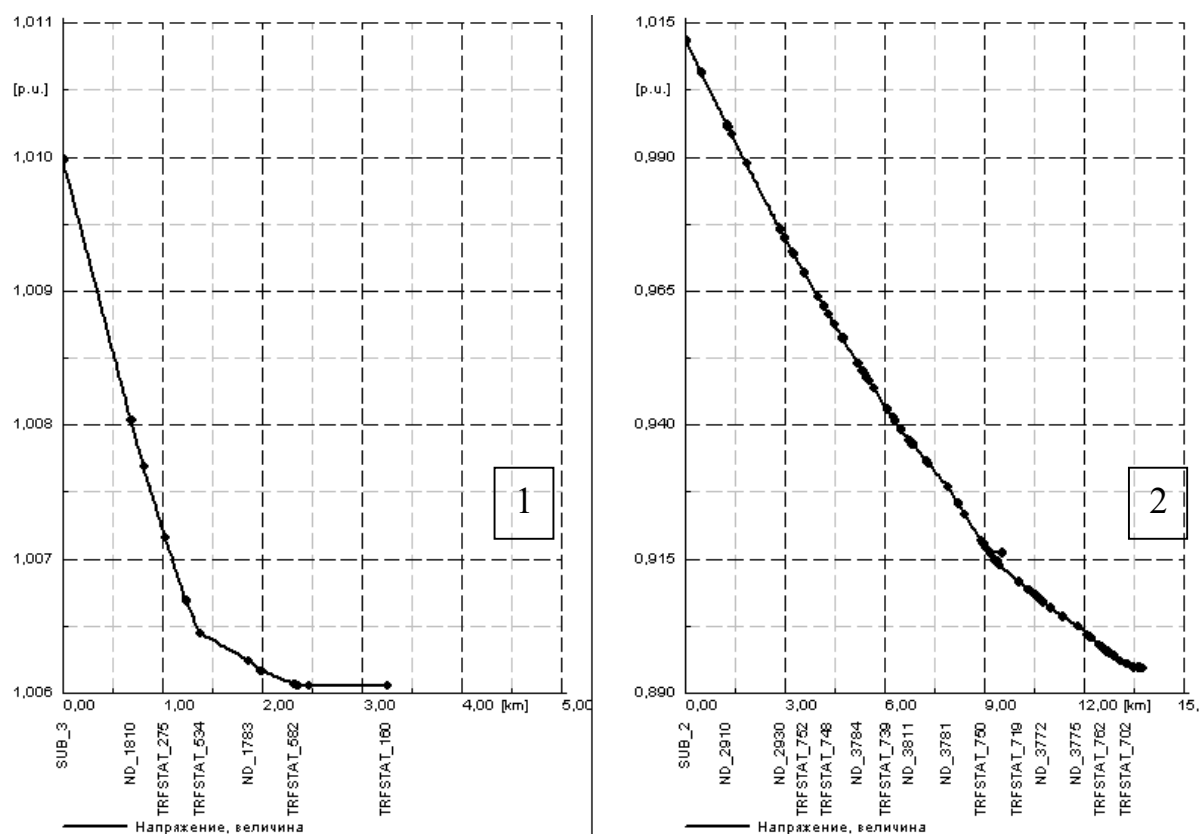


Рис. 6.17. Профілі напруг для найкоротшого 1) та найдовшого 2) фідерів схеми

6.4.3. Оптимізація параметрів локальної електричної системи за критерієм якості функціонування

6.4.3.1. Заміни проводів для підвищення енергоефективності. Заміна проводів перевантажених ЛЕП має найбільший ефект серед заходів зменшення втрат електроенергії з переліку Типових заходів [83, 171]. Проведені розрахунки для найбільш імовірних режимів були визначені ділянки, які перевантажуються, або знаходяться на межі перевантаження. На рис. 6.18 на схемі нанесено такі ЛЕП. Для цих ліній електропередач запропоновано збільшення перерізу ЛЕП з АС-50 на АС-120.

6.4.3.2. Запровадження компенсації реактивної потужності. Компенсація реактивної потужності в електричних мережах є одним з найбільш ефективних заходів зменшення втрат електроенергії з переліку Типових заходів [12, 122, 171]. Ефективність цього заходу залежить від місця встановлення компенсуючих установок (КУ) та їх потужності.

Враховуючи можливість впливу ФЕС на режим по реактивній потужності, було проведено розрахунок інтегрального показника якості функціонування. Визначалось значення інтегрального показника якості функціонування за умови підтримання ФЕС $\cos\varphi=0,92$, що є допустим для інверторів, які експлуатуються в Ямпільських РЕМ.

Враховуючи відповідність між втратами потужності і напругою, один з варіантів розміщення КУ полягає у їх встановленні у вузлах, в яких найменші значення напруги. Виходячи з цього, вузли фрагменту Ямпільських ЕМ були проранжовані за імовірністю забезпечення допустимого відхилення напруги. Встановлення в цих вузлах КУ дозволило не лише підвищити імовірність забезпечення якості напруги (для нормальної схеми імовірність змінилась від 0,6 до 0,8), а й покращити економічну складову (від 0,77 до 0,81).

6.4.4. Вплив різних заходів на значення інтегрального показника якості функціонування електричних мереж Ямпільських РЕМ

В роботі проаналізовані ряд заходів з метою оцінювання впливу на інтегральний показник якості функціонування електричних мереж Ямпільських РЕМ (див. рис. 6.19) [60].

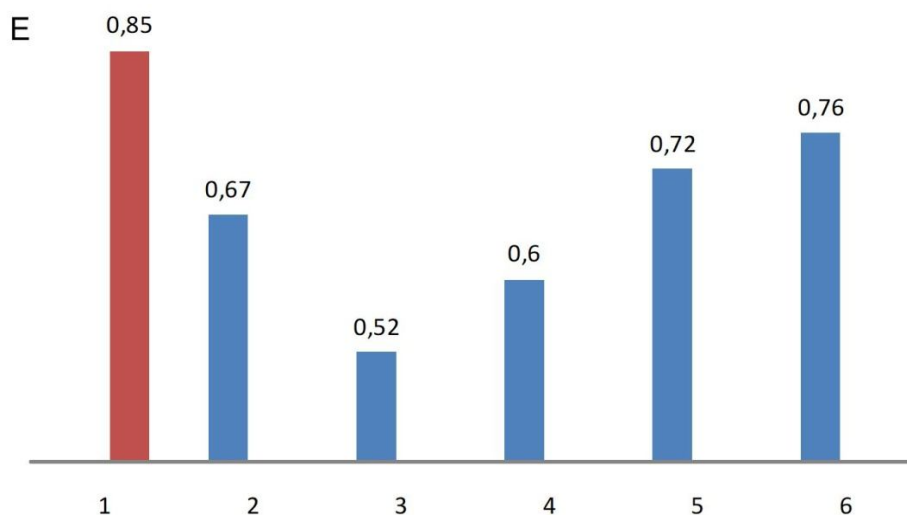


Рис. 6.19. Значення інтегрального показника якості функціонування для різних заходів, які розглядались в роботі

Під час визначення оптимального секціонування електричної мережі на першому етапі аналізувалась кільцева конфігурація Ямпільських РЕМ. Для цього варіанту визначено значення інтегрального показника ЯФ, яке становить 0,85. Така конфігурації мереже розглядається як «ідеальна», яка за сучасних технічних умов існувати не може (випадок 1).

Проведений розрахунок кільцевої схеми мережі дозволив визначити оптимальні точки її розмикання. Для такої конфігурації ЯФ приймає значення 0,67 (випадок 2). Пояснюється таке суттєве зниження неузгодженістю графіків генерування та споживання і суттєвою невідповідністю потоків потужності у порівнянні з кільцевою. Оскільки реалізувати схему для випадку 2 виявилось не можливо через відсутність комутаційних пристроїв у відповідних точках, то

шляхом перебору визначено найкращий варіант за критерієм якості функціонування з можливих з огляду на технічні можливості (випадок 3).

Використання ФЕС в якості засобу для впливу на перетоки реактивної потужності та заміну найбільш завантажених ділянок мережі дозволило покращити економічність мережі та підвищити якість електричної енергії. В результаті інтегральний показник прийняв значення 0,6 (випадок 4).

Узгодження графіків генерування та споживання запропонованим в роботі методом (випадок 5) та застосування акумулювання на ФЕС (випадок 6) дозволило підняти значення ЯФ до 0,72 та 0,76 відповідно.

Висновки до розділу 6

1. Розв'язання задачі оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії не можливе без відповідного інформаційного забезпечення. Засоби технологій Big Data та Smart Grid дозволяють забезпечити розв'язання цієї задачі на якісно новому рівні. Однак обмеженість фінансування енергетичної галузі не дозволяють реалізувати ці технології найближчим часом.

Тому проведений аналіз наявних джерел вихідної інформації для оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії. Серед розглянутих найточнішим виявився підхід, що ґрунтується на імітації режимів за графіками генерування та споживання.

2. В розділі запропоновано архітектуру системи моніторингу та керування для електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії, яка може бути реалізована за обмеженого фінансування і в майбутньому трансформуватись в «розумну» мережу. Додаткові капіталовкладення, які необхідні для реалізації такої системи, пропонується отримувати за рахунок підвищення ефективності інвестицій в розвиток електричних мереж. На прикладі двох варіантах розвитку електричної мережі показано переваги розвитку в напрямку впровадження нових технологій, що дозволить здійснювати розбудову Smart Grid технологій.

3. Визначення оптимальних напрямків розбудови електричних мереж не можливе без врахування технічних обмежень. Для розв'язання цієї задачі запропоновано використовувати метод штрафних функцій. Визначення штрафних функцій пропонується здійснювати за інтегральним показником якості функціонування, що дозволить врахувати і багатокритеріальність задачі оптимального розвитку.

4. На прикладі Ямпільських районних електричних мереж проведено аналіз впливу різних заходів з покращення якості електропостачання на значення інтегрального показника якості функціонування. Показано доцільність застосування ФЕС для регулювання перетоків реактивної потужності.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено актуальну науково-прикладну проблему розвитку теорії оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії, що дозволило перейти від векторного аналізу функціональної готовності електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії до скалярного і отримати умови їх оптимального розвитку. Основні результати досліджень та рекомендації щодо їх використання можна узагальнити такими положеннями:

1. Нові економічні умови в електроенергетиці зумовлюють підвищення вимог до забезпечення якості електропостачання. Оскільки основним чинником забезпечення необхідного рівня якості електропостачання є функціональна готовність електричних мереж, тобто їхня якість функціонування, то постає задача розроблення стратегії з розвитку як електричних мереж, так і джерел електричної енергії в них.

2. Функціональну готовність електричних мереж можна оцінити за показником якості функціонування, що залежить від надійності, економічності і якості електричної енергії. Для спрощення задачі оцінювання якості функціонування, яка є векторною, розроблено метод визначення інтегрального показника, що дозволяє звести задачу до скалярної. Для цього застосовані результати попередніх робіт автора щодо розроблення інтегральних показників функціонування складних систем, які ґрунтуються на поєднанні теорії марковських процесів та теорії подібності, стосовно оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії.

3. Оцінювання інтегрального показника якості функціонування електричної мережі здійснюється шляхом порівняння фактичних режимів з «ідеальним». Такий підхід дозволяє здійснювати порівняння різних варіантів систем передачі та розподілу електроенергії без визначення техніко-економічних показників.

4. Використання «ідеального» режиму, який відповідає розподілу струму в

електричній мережі за r -схемою як базового дозволяє отримати єдину методологічну базу для визначення складових інтегрального показника якості функціонування і уникнути суб'єктивності під час порівняння різних за конфігурацією та набором потужностей локальних електричних систем.

5. Застосування принципу найменшої дії в формі Гамільтона-Остроградського та теорії подібності під час визначення складових економічності та якості електричної енергії дозволяє звести оцінювання цих складових до аналізу струмів (потужностей) у вузлах приєднання споживачів та джерел енергії, що суттєво спрощує задачу в умовах недостатнього об'єму і точності вихідної інформації.

6. Запропонований інтегральний показник якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії відповідає загальним вимогам, які ставляться до таких показників: відображає об'єктивну реальність; дозволяє оцінити ефективність, якість та оптимальність; забезпечує можливість фізичного та абстрактного тлумачення; відображає «крайні» стани системи з урахуванням потенційно та реально можливих; легко розкладається на часткові показники тощо.

7. Програмна реалізація розроблених алгоритмів дозволяє відносно просто обчислювати складові інтегрального показника на ЕОМ. Визначення складових реалізується за умови обмеженого набору статистичних даних. Відсутні дані вираховуються шляхом аналізу усталених режимів.

8. В роботі вдосконалено метод визначення оптимальної стратегії розвитку електричної моделі, який ґрунтується на побудові динамічної моделі, що враховує часові і просторові зв'язки. Вибір оптимальної стратегії розвитку електричних мереж виконується за інтегральним критерієм якості функціонування.

Отримані умови оптимальності, що являють собою відношення приростів вартості заходів, які виконуються на певному кроці, та якості функціонування в стані, до якого призвели виконані заходи, дозволяють зменшити кількість, станів, які розглядаються під час визначення оптимальної стратегії розвитку

засобами динамічного програмування.

9. Державне стимулювання розбудови відновлюваних джерел енергії призводить до зростання їх частки в системному балансі електричної енергії. Тому необхідно розробляти методи та засоби, які дозволили б враховувати особливості ВДЕ під час розв'язання проектних та експлуатаційних задач в умовах підвищення вимог до якості електропостачання та покращувати інвестиційну привабливість проектів з розбудови ВДЕ.

10. Залежність режиму роботи ВДЕ від природних умов та їх конструктивні особливості не завжди дозволяють мати позитивний вплив на режими роботи електричної мережі. Особливо це стосується якості електричної енергії та її втрат, що необхідно враховувати під час розбудови ВДЕ в електричних мережах.

11. Запропоновані в роботі методи оцінювання імовірнісних характеристик ВДЕ дозволяють вдосконалити визначення значення встановленої потужності, яку доцільно приєднувати до певної точки електричної мережі. При цьому враховуються конфігурація мережі та особливості приєданого навантаження, яке живиться від неї. Розроблено метод узгодження графіків генерування ВДЕ та споживання а також метод визначення об'єму потужності резерву для забезпечення необхідного рівня балансової надійності ЛЕС.

12. Застосування на фотоелектричних станціях інверторного обладнання, розширює їх можливості під час регулювання потоків реактивної потужності в електричних мережах. Виконано моделювання роботи ФЕС з коефіцієнтами потужності відмінними від одиниці, що підтвердило доцільність і ефективність застосування таких режимів під час розв'язання задачі забезпечення якісного електропостачання.

13. Для інформаційного забезпечення задачі оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії розроблено систему моніторингу та керування, яка може бути реалізована за обмеженого фінансування і в майбутньому трансформуватись в «розумну» мережу.

14. Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів і алгоритмів перевірена шляхом проведення розрахунків реальних електричних мереж. Впровадження розроблених методик визначення оптимальних стратегій їх розвитку дозволяє знизити втрати електроенергії в них на 0,3–0,6% за рахунок більш ефективного використання ВДЕ.

Результати досліджень, що стосуються питань підвищення якості функціонування електричних мереж передані для дослідно-промислової експлуатації на підприємства ТОВ «Подільський енергоконсалтинг» та ТОВ «Енергоінвест», що займаються розбудовою та експлуатацією ВДЕ в Україні. Їх впровадження дозволить підвищити прибуток від експлуатації ВДЕ на 2–5% за рахунок більш ефективного їх використання.

Алгоритми, що реалізують запропонований підхід для розроблення заходів в електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії для підвищення якості електропостачання передані для промислової експлуатації до ПАТ «Вінницяобленерго». Їх впровадження опосередковано сприяло зменшенню технічних втрат в мережах на 2–5% за рахунок розроблення та впровадження заходів з оптимізації схем мереж.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Айвазян В. Г., Захарин А. Г. К вопросу о пересмотре и уточнении основных положений технико-экономических расчетов в энергетике. В кн.: Технико-экономические расчеты в энергетике. М., 1965. С. 3 – 23.
2. Айвазян С. А., Бухштабер В. М., Енюков И. С., Мешалкин Л. Д. Прикладная статистика: Классификация и снижение размерности. М.: Финансы и статистика, 1989. 607 с.
3. Ананичева С. С., Мезенцев П. Е., Мызин А. Л. Энергетические системы и сети: модели развития: учебное пособие для вузов [под науч. ред. П. И. Бартоломея]. М.: Издательство Юрайт, 2018. 148 с.
4. Арзамасцев Д. А. Модели и методы оптимизации развития электрических сетей энергосистем: Системный подход . Свердловск, 1973. 61 с.
5. Арзамасцев Д. А. Об учете фактора времени и критерий экономической эффективности капиталовложений для энергетических систем. *Изв. вуз. Энергетика*. 1968. № 2. С. 114–118.
6. Арзамасцев Д. А., Липес А. В., Мызин А. Л. Модели и методы оптимизации развития энергосистем. Свердловск, 1976. 146 с.
7. Арзамасцев Д. А., Липес А. В., Мызин А. Л. Модели оптимизации развития энергосистем: учебник для вузов. М.: Высш. шк., 1987. 272 с.
8. Арзамасцев Д. А., Мызин А. Л. Математическая модель смены параметров электропередач и трансформаторов при вероятностно заданных нагрузках. В кн.: Докл. пятой междунар. конф. по физ. и мат. моделированию. М.: 1968. С. 40–50.
9. Арзамасцев Д. А., Обоскалов В. П. Расчет показателей структурной надежности энергосистем: учеб. пособие. Свердловск: Изд. УПИ им. С. М. Кирова, 1986. 80 с.
10. Арион В. Д. Комплексный расчет параметров элементов распределительных сетей при автоматизированном проектировании. *Электричество*. 1983. № 10. С. 18 – 22.

11. Арсеньев Ю. Д. Теория подобия в инженерных экономических расчетах. М.: Высшая школа, 1967. 261 с.
12. Астахов Ю. Н., Лежнюк П. Д. Применение критериального метода в электроэнергетике. Киев: УМК ВО, 1989. 140 с.
13. Беллман Р. Динамическое программирование; пер. с англ. М.: Иностран. лит. 1960. 400 с.
14. Беллман Р., Дрейфус С. Прикладные задачи динамического программирования; пер. с англ. М.: Наука. 457 с.
15. Надежность технических систем: справочник / Ю. К. Беляев и др.; под ред. И. А. Ушакова. М.: Радио и связь, 1985. 608 с.
16. Биллингтон Р., Аллан Р. Оценка надежности электроэнергетических систем; пер. с англ. В. А. Туфанова; под. ред. Ю. А. Фокина. Энергоатомиздат. М., 1988. 287 с.
17. Бойко Т. Г. Огляд методів визначення вагових коефіцієнтів показників властивостей продукції. *Методи та прилади контролю якості*. 2010. № 24. С. 84 – 89.
18. Варецький Ю. О., Горбань В. М., Пазина Я. С. Зміни напруги в електричній мікромережі з гібридною електростанцією. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка»*. *Електроенергетичні і електромеханічні системи*. 2016. № 840. С. 17 – 23.
19. Варецький Ю. О., Наконечний Т. І. Оцінка вищих гармонік в електричній мережі на основі непрямих вимірювань. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка»*. *Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2007. № 587. С. 6 – 12.
20. Веников В. А. Задачи и возможности автоматизированного перспективного проектирования электроэнергетических систем. *Электричество*. 1982. № 4. С. 1 – 5.
21. ГКД 340.000.002-97. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі [Чинний від 1998-01-01]. Київ, 1997. 54 с. (Інформація та документація).

22. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Загальні методичні положення. [Чинний від 1995-03-01]. Київ, 1995. 34 с. (Інформація та документація).
23. Воропай Н. И., Труфанов В. В. Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях. *Электричество*. 2000. № 10. С. 6 – 12.
24. Воропай Н. И., Иванова Е. Ю. Методы обоснования развития электроэнергетических систем и компаний в рыночных условиях. *Изв. РАН. Энергетика*. 2006. № 3. С. 28 – 36.
25. Гордиевский И. Г., Лордкипанидзе В. Д. Оптимизация параметров электрических сетей. М.: Энергия, 1978. 144 с.
26. ГОСТ 15467-79. Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения. [Чинний від 1979-07-01]. М.: Издательство стандартов, 1979. 26 с.
27. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. [Чинний від 1989-15-11]. М.: Издательство стандартов, 1990. 37 с.
28. Григорьева А. Д. Применение принципа динамического программирования при решении задач оптимизации параметров распределительных сетей. Тр. Всесоюз. НИИ электроэнергетики. 1967. Вып. 30. С. 10 – 15.
29. Григорьева А. Д., Капров Ф. Ф., Фролов А. С. О методике планирования развития электрических сетей. Тр. ВНИИ электроэнергетики. 1969. Вып. 36. С. 185 – 201.
30. Григорьева А. Д., Лордкипанидзе В. Д. Техничко-економічні розрахунки при динамічному програмуванні розвитку електричних мереж. *Електричні станції*. 1969. № 8. С. 23 – 27.
31. Дале В. А., Кришан З. П., Паэгле О. Г. Динамические методы анализа развития сетей энергосистем. Рига. Зинатне, 1979. 259 с.
32. Дале В. А., Кришан З. П., Паэгле О. Г. Определение момента

- реконструкции электрической сети при поиске оптимальной стратегии ее развития. В кн.: Применение мат. методов и вычислит. техники в народном хозяйстве. Кишинев, Картя Молдовеняске, 1965. С. 135–139.
33. Дале В. А., Кришан З. П., Паэгле О. Г. Проблема размерности при оптимизации развития электроэнергетических систем. *Изв. АН СССР. Энергетика и трансп.* 1972. № 6. С. 39 – 48.
 34. Денисюк С. П., Горенко Д. С. Аналіз проблем впровадження віртуальних електростанцій. *Енергетика: економіка, технології, екологія: науковий журнал.* 2016. № 2 (44). С. 25 – 33.
 35. Арриллага Дж., Брэдли Д., Боджер П. Гармоники в электрических системах; пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1990. 320 с.
 36. Дружинин Г. В. Надежность автоматизированных производственных систем. Изд. 4-е, перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1986. 480 с.
 37. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. [Чинний від 2014-10-01]. Вид. офіц. Київ : Мінекономрозвитку України, 2014. 32 с.
 38. Вентцель Е. С. Теория вероятностей. М.: Наука, 1964. 576 с.
 39. Ершевич В. В. Модели проектирования развития электрических сетей (обобщающий доклад). Семинар по сравнению моделей планирования и эксплуатации ЭЭС. М. 1987. 16 с.
 40. Жаркин 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.
 41. Жаркин А. Ф. Попов В. А., Ткаченко В. В. Оптимальное секционирование воздушных распределительных сетей в условиях применения распределенной генерации. *Технічна електродинаміка.* 2017. № 2. С. 61 – 69.
 42. Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. Расчёт и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических

- расчётов. М.: ЭНАС, 2008. 280 с.
43. Журавлев В. Г., Марков В. С. Оптимизация конфигурации электрической сети с учетом ущерба, наносимого сельскому хозяйству. Тр. Моск. энерг. ин-та. 1980. № 470. С. 78 – 84.
 44. Забезпечення безпеки експлуатації електричних мереж в рамках енергетичної стратегії України шляхом впровадження пілотних проєктів з переходу системи передачі та розподілу електричної енергії з триступеневої на двоступеневу: презентація. –НКРЕКП. Київ, 2016. URL: <http://www.slideshare.net/NKREKP/18072016-64339669>.
 45. Захарин А. Г., Браилов В. П., Денисов В. И. Методы экономического сравнения вариантов в энергетике по принципу минимума приведенных затрат. М.: Наука, 1971. 172 с.
 46. Звіт про результати діяльності у 2017 році. Затверджено постановою НКРЕКП від 23 березня 2018 року № 360. URL: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2017.pdf.
 47. Зейлигер А. Н., Лисочкина Т. В., Хабачев Л. Д. Экономические основы оптимизации и проектирования энергетических систем. Л.: 1977. 74 с.
 48. Жежеленко И. В., Саенко Ю. Л., Бараненко Т. К. и др. Избранные вопросы несинусоидальных режимов в электрических сетях предприятий; под ред. И. В. Жежеленко. М.: Энергоатомиздат, 2007. 296 с.
 49. ДСТУ ISO 5127:2007. Інформація і документація. Словник термінів (ISO 5127:2001, IDT). [Чинний від 2009-10-01]. К.: Держспоживстандарт України, 2010. 243 с.
 50. Системы, методы и инструменты менеджмента качества: Учебное пособие / Кане М. М., Иванов Б. В., Корешков В. Н., Схиртладзе А. Г. СПб.: Питер, 2008. 560 с.
 51. Етапи надійнісно-функціонального аналізу одного класу систем електропостачання / В. В. Каплун та ін. *Системний аналіз та інформаційні технології: Матеріали XI Міжнародної науково-технічної*

- конференції (22-24 травня 2008 р., Київ) – К. : НКК «ІПСА» НТУУ «КПІ», 2008. С. 20 – 22.
52. Качество электрической энергии. Термины и определения : ГОСТ 23875–88. [Чинний від 1989-01-07]. М.: ИПК Издательство стандартов, 1989. 15 с. (Міждержавний стандарт).
53. Кириленко О. В., Праховник А. В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови. *Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск*. 2010. С. 10 – 16.
54. Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 1. С. 46 – 53.
55. Керування режимом роботи електростанції з відновлюваними джерелами енергії в умовах зміни частоти в енергосистемі / О. В. Кириленко та ін. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 4. С. 52 – 57.
56. Ключко В. П. К вопросу о разработке схем развития распределительных электрических сетей энергоснабжающих компаний / В. П. Ключко // *Новини енергетики*. 2008. № 6. С. 28–33.
57. Ковальов О. І., Шпак О. Л. Багатокритеріальне оцінювання якості постачання електроенергії. *Стандартизація, сертифікація, якість*. 2010. № 4 (65). С. 60 – 63.
58. Комар В. О., Лесько В. О. Балансова надійність електричних систем і вплив на неї відновлюваних джерел енергії. Збірник доповідей. *Міжнародна науково-технічна конференція «Екологічна безпека та відновлювані джерела енергії»*. Вінниця, 2017. С. 98 – 101.
59. Комар В. О., Вишневський С. Я., Кузьмик О. В. Використання показника якості функціонування при оцінюванні місць розмикання розподільної електричної мережі. *Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія «Електротехніка і енергетика»*. 2011. № 11 (186). С. 182 – 185.
60. Комар В. О., Ковальчук О. А., Кузьмик О. В. Вплив розосередженого

- генерування на якість функціонування розподільних електричних мереж / *Технічна електродинаміка*. 2012. № 2. С. 34 – 35.
61. Комар В. О., Кузьмик О. В. Дослідження впливу відновлюваних джерел електричної енергії на режим роботи розподільних електричних мереж . *V Міжн. науково-техн. конф. «Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах»*. Луцьк-Шацікі озера, 2014. С. 116 – 117.
62. Комар В. О., Петрушенко Ю. В. Комплексна оцінка місць секціонування розподільної електричної мережі. *Технічна електродинаміка. Тематичний випуск. «Проблеми сучасної електротехніки»*. 2010. Частина 1. С. 67 – 70.
63. Комар В. О. Критеріальне моделювання якості функціонування регулюючих пристроїв в задачах оптимального керування : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : 01.05.02. Вінниця, 2003. 18 с.
64. Комар В. О., Поліщук А. Л. Критеріальне моделювання якості функціонування розподільних мереж. *Вісник національного університету «Львівська політехніка»*. 2009. № 637. С. 35 – 39.
65. Комар В. О., Остра Н. В., Кузьмик О. В., Гуцол С. В. Оцінка впливу розосередженого генерування на режим розподільних електричних мереж. *Наукові праці Донецького національного технічного університету*. 2013 № 1 (14). С. 104 – 107.
66. Комар В. О., Казьмірук О. І., Нетребський В. В. Моделювання якості функціонування автоматизованих систем управління в задачах оптимального керування електроенергетичною системою. *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*. 2007. № 4(45). С. 84 – 88.
67. Комар В. О., Писклярова А. В. Формування закону управління з врахуванням якості функціонування системи. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2006. № 6. С. 152 – 156.
68. Комар В. О., Поліщук А. Л. Критеріальне моделювання якості

- функціонування розподільних мереж. *Вісник національного університету «Львівська політехніка»*. 2009. № 637. С. 35 – 39.
69. Комар В. О., Поліщук А. Л. Узагальнена техніко-економічна оцінка ефективності реконструкції розподільних електричних мереж. *Вісник національного університету «Львівська політехніка»*. 2010. № 666. С. 47 – 52.
70. Комп'ютерна програма «Морфометрія графіка електричних навантажень» / [Лежнюк П.Д., Комар В.О., Кравчук С.В.] // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №69917. Державна служба інтелектуальної власності України. 19.01.2017.
71. Комп'ютерна програма «Програмний комплекс аналізу чутливості та оптимізації втрат потужності в електричних мережах енергосистем» («АЧП») / [П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, К. І. Кравцов, О. Б. Бурикін, В. О. Комар] // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №35590. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.
72. Комп'ютерна програма «Програмний комплекс розрахунку втрат потужності і електроенергії в розподільних електричних мережах 110(35)-10(6)-0,4 кВ та розробки заходів щодо їх зменшення – Втрати» («Втрати») / [П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, К. І. Кравцов, О. Б. Бурикін, В. О. Комар] // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.
73. Королев В. Ю. Вероятностно-статистический анализ хаотических процессов с помощью смешанных гауссовских моделей. Декомпозиция волатильности финансовых индексов и турбулентной плазмы. Москва. Издательство ИПИ РАН, 2008. 375 с.
74. Кришан З. П. Построение динамических моделей оптимального развития сетей электроэнергетических систем. Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1981. № 5. С. 32 – 41.

75. Кузнецов В. Г., Тугай Ю. И., Баженов В. А. Оптимизация режимов электрических сетей. К.: Наукова думка, 1992. 216 с.
76. Кузнецов В. Г., Шполянський О. Г., Яремчук Н. А. Узагальнений показник якості енергії в електричних мережах і системах. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 3. С. 46 – 52.
77. Кузнецов М. П. Імовірнісні характеристики потужності вітроелектричних станцій у складі електроенергетичної системи : автореф. дис. ... д-ра техн. наук : 05.14.08. НАН України, Ін-т відновлюв. енергетики. Київ, 2015. 39 с.
78. Кузнецов М. П. Методи оцінки випадкових параметрів роботи енергосистем з інтегрованими вітровими електростанціями. *Відновлювана енергетика*. 2014. № 1. С. 59 – 64.
79. Кузнецов М. П. Методи прогнозування виробітку електроенергії вітровими електростанціями. *Відновлювана енергетика*. 2010. № 3. С. 42 – 47.
80. Кузнецов М. П., Лисенко О. В. Можливості короткотермінового прогнозування сонячної енергії. *Відновлювана енергетика*. 2017. № 1. С. 25 – 31.
81. Кузьмін І. В. Критерії оцінки ефективності, якості та оптимальності складних систем. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. № 1 (2). 1994. С. 5 – 9.
82. Кулик В. В., Магас Т. Є., Малогулко Ю. В. Оптимальне керування розосередженими джерелами електроенергії з асинхронними генераторами засобами Smart Grid . *Електронний журнал "Наукові праці ВНТУ"*. – 2011. – № 4. – С. 1–6. – URL: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/1404/999>.
83. Кулик В. В., Комар В. О., Бурикін О. Б. Техніко-економічне обґрунтування реконструкції електричних мереж з переведенням напруги 10 кВ на напругу 20 кВ на прикладі Південного РЕМ ПАТ «Одесаобленерго». *Енергетика та електрифікація*. 2016.

- № 4-5. С. 81 – 86.
84. Курочкін Ю. А. Надійність і діагностування цифрових пристроїв і систем. М. : Вища школа, 1993. 240 с.
85. Крылов В. В., Крылов С. В. Большие данные и их приложения в электроэнергетике. М.: Нобель Пресс, 2014. 166 с.
86. Лазарев И. А., Балужин В. М. Синтез структуры многоканальной электроэнергетической системы по обобщенному показателю качества. Тр. Моск. энерг. ин-та, 1973. № 386. С. 53 – 59.
87. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Поліщук А. Л. Інформаційне забезпечення розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах. *Вісник Харківського націон. техніч. ун-ту сільського госп. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*. Харків: ХНТУСХ. 2007. Том 1, Вип. 57. С. 67 – 74.
88. П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, К. І. Кравцов Критерій оцінки якості функціонування розподільних мереж. Електронний журнал "Наукові праці ВНТУ". 2008. № 3. URL: http://www.nbu.gov.ua/e-journals/VNTU/2008-3.files/uk/08pdlodn_ua.pdf.
89. Лежнюк П. Д., Гайдамака В. М. Натурно-імітаційне моделювання з використанням критеріального методу в оптимальному керуванні електроненергетичними системами. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2003. № 1. С. 37 – 41.
90. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Лесько В. О., Кузьмик О. В. Оптимізація режимів розподільних електричних мереж в умовах зростання частки розосередженого генерування. *Вісник харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження АПК України*. 2012. № 129. С. 29 – 32.
91. Лежнюк П. Д., Комар В. О. Оцінка якості оптимального керування критеріальним методом: Монографія. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2006. 108 с.

92. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Кондаков Ю. В. Самооптимізація нормальних режимів електроенергетичних систем. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2003. № 6. С. 32 – 36.
93. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Оцінювання впливу на якість функціонування локальної електричної системи відновлюваних джерел електроенергії. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження АПК України*. Харків: ХНТУСГ, 2013. Випуск 141. С. 8 – 10.
94. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та електричного навантаження в локальній електричній системі. *Вісник Харківського Національного Технічного Університету Сільського Господарства Імені Петра Василенка. Технічні науки. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*. Харків : ХНТУСГ, 2016. № 2. С. 30 – 37.
95. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та навантаження засобами морфометричного аналізу . *Wspolpraca Europejska European Cooperation*. – Warszawa. 2016. № 9 (16). Р. 26 – 35.
96. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності локальної електричної системи. *Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут». Серія «Нові рішення в сучасних технологіях»*. 2016. № 42. С. 69 – 75.
97. Лежнюк П. Д., Комар В. О. Використання засобів кваліметрії для аналізу якості систем електропостачання з розосередженим генеруванням . *Наукові праці Донецького національного технічного університету Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2015. № 1 (17). С. 111 – 116.
98. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кулик В. В. Вплив відновлюваних джерел

- енергії на функціонування розподільних електричних мереж. *Енергетика та електрифікація*. 2015. № 1. С. 8 – 12.
99. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Врахування нестабільності генерування енергії відновлюваними джерелами в задачі вирівнювання добового графіка електричних навантажень. *Вісник Харківського Національного Технічного Університету Сільського Господарства Імені Петра Василенка. Технічні науки. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*. Харків : ХНТУСГ, 2016. Випуск 176. С. 15 – 18.
100. Лежнюк П. Д., Комар В. О. Врахування показника якості функціонування під час реконструкції розподільних електричних мереж. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Технічні науки*. 2010. Випуск 101. С. 6 – 8.
101. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Лесько В. О., Поліщук А. Л. Врахування якості функціонування розподільних систем під час їх реконструкції. *Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету*. 2009. Випуск 3/2009 (56). Частина 1. С. 172 – 175.
102. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Комар В. О. Кількісна оцінка якості функціонування розподільної електричної мережі за допомогою критеріальної моделі. *Електронний журнал «Наукові праці ВНТУ»*. 2008. № 4. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/91/90>
103. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Ілюхін М. О. Комп'ютерне моделювання процесу поширення вищих гармонік в електричних мережах. *Вісник Приазовського державного технічного університету*. 2008. № 18. Ч. 2. С. 47 – 50.
104. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравцов К. І. Критерій оцінки якості функціонування розподільних мереж. *Електронний журнал "Наукові праці ВНТУ"*. 2008. № 3. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/72/71>

105. Лежнюк П. Д., Комар В. О. Математическое моделирование показателя качества функционирования электрической сети при оптимизации ее схемы. *Труды Нижегородского государственного технического университета им. Р. Е. Алексеева*. 2012. № 3 (96). С. 202 – 208.
106. Лежнюк П. Д., Нетребський В. В. Математичне моделювання оптимальних станів електроенергетичних систем на засадах принципу найменшої дії. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2007. № 596. С. 73 – 79.
107. Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Комар В. О., Кравчук С. В. Математичне моделювання регулювання реактивної потужності фотоелектричними станціями. *Матер. XIX міжнарод. наук.-практ. конф. «Відновлювана енергетика на енергоефективність XXI століття»*. Київ, 2018. С. 273 – 277.
108. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Определение оптимальной установленной мощности возобновляемых источников энергии в распределительной сети по критерию минимума потерь активной мощности. *Наукові праці Донецького національного технічного університету Серія: “Електротехніка і енергетика”*. 2014. №1 (16). С. 130 – 135.
109. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Поліщук А. Л. Оцінка якості функціонування розподільної електричної мережі за критеріальною моделлю. *Матеріали міжнародної науково-технічної інтернет-конференції. «Новейшие технологии в электроэнергетике»*. Харків, 2009. С. 51 – 52.
110. Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Комар В. О., Кравчук С. В. Оцінювання балансової надійності в мережах з сонячними електричними станціями шляхом аналізу імовірнісних характеристик генерування. *Матеріали XVII міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті»*. 2016. С. 300 – 304.
111. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Оцінювання впливу джерел

- відновлюваної енергії на забезпечення балансової надійності в електричній мережі. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2013. № 6. С. 45 – 47.
112. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Оцінювання впливу на якість функціонування локальної електричної системи відновлюваних джерел електроенергії. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*. 2013. Вип. 141. С. 8 – 10.
113. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Оцінювання імовірнісних характеристик генерування сонячних електростанцій в задачі інтелектуалізації локальних електричних систем. *Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Нові рішення в сучасних технологіях*. Харків: НТУ «ХПІ», 2016. № 18 (1190). С. 92 – 100. DOI:10.20998/2413-4295.2016.18.14.
114. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Оцінювання стабільності генерування сонячних електростанцій в задачі забезпечення балансової надійності. *Електронний журнал "Наукові праці ВНТУ"*. 2016. № 2. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/471/469>.
115. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Підвищення якості електропостачання шляхом розбудови відновлюваних джерел електроенергії: Монографія. Луцьк : Луцький НТУ, 2015. 136 с.
116. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Нетребський В. В. Принцип найменшої дії в задачах оптимізації електроенергетичних систем. *Технічна електродинаміка*. 2006. № 3. С. 35 – 41.
117. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Петрушенко О. Ю. Узагальнений критерій оцінки якості функціонування автоматичної системи керування з SMART Grid. *Оптоелектронні інформаційно-енергетичні технології*. 2013. № 1 (25). С. 12 – 16.
118. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Фотоелектричні станції як елемент енергоефективного електропостачання. *Матеріали Міжнародної*

- науково-практичної конференції «Цілі сталого розвитку третього тисячоліття: виклики для університетів наук про життя». Київ, 2018. С. 17 – 19.
119. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Бурикін О. Б. Функціональна залежність складових втрат потужності у вітках електричної мережі від потужності у вузлах. *Вісник Вінницького політехн. ін-ту*. 2005. № 4. С. 58 – 62.
120. Лежнюк П. Д., Лесько В. О. Чутливість втрат потужності у вітках схеми електроенергетичної системи до збурень у вузлах. *Вісник Вінницького політехн. ін-ту*. 2007. № 6. С. 63 – 66.
121. Лежнюк П. Д., Лук'яненко Ю. В., Видмиш В. А. Моделювання процесу поширення вищих гармонік в електричних мережах. *Проблемы создания новых машин и технологий. Научные труды Кременчугского госуд. политехн. ун-та*. 2000. № 2. С. 284 – 286.
122. Лежнюк П. Д., Мірошник О. О. Застосування перетворень Фур'є та вейвлет-спектрограм для ідентифікації спотворень режимів роботи розподільних мереж 0,38/0,22 кВ. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2015. № 1. С. 71 – 79.
123. Лежнюк П. Д., Собчук Н. В. Параметрична подібність в задачах оптимізації електричних систем: Монографія. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. 100 с.
124. Майн Х., Осаки С. Марковские процессы принятия решений. М.: Наука, 1977. 176 с.
125. Мелентьев Л. А. О некоторых вопросах математического моделирования больших систем энергетики. *Электронное моделирование*. 1979. № 1. С. 5 – 18.
126. Методика вимірювання якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення : СОУ-Н ЕЕ40.1-37471933-55: 2011. [Чинний від 2011-10-31]. К.: МПЕ України, 2011. 104 с. (галузевий стандарт України).
127. Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану

- розподільних мереж напругою 0,38-20 кв. з повітряними лініями електропередачі : СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005. [Чинний від 2005-03-02]. К. : МПЕ України, 2005. 92 с. (галузевий стандарт України).
128. Моисеев Н. Н., Иванилов Ю. П., Солярова Е. М. Методы оптимизации. М.: Наука, 1978. 346 с.
 129. Мокін Б. І., Юхимчук С. В. Математичні моделі робастної стійкості та чутливості нелінійних систем. Монографія. 1999. 122 с.
 130. Моцкус И. Б. Многоэкстремальные задачи в проектировании. Статистические решения. Усиление локальных методов. Эвристические способности человека. М.: Наука, 1967. 215 с.
 131. Назаров В. В., Комар В. О., Магас Т. Є. Оцінка якості функціонування розподільних електричних мереж з використанням критеріального моделювання. *Електронний журнал "Наукові праці ВНТУ"*. 2010. № 2. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/204/202>.
 132. Обоскалов В. П. Надежность обеспечения баланса мощности электроэнергетических систем. Екатеринбург: УГТУ УПИ. 2002. 210 с.
 133. Определение оптимальных режимов электрических сетей / Ю. Н. Астахов та ін. *Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт*. 1983. № 1. С. 48 – 59.
 134. Оценка надежности работы электрической сети (Трактат) / В. А. Скопинцев та ін. 2004. 37 с. URL: www.oaoesp.ru/file/b2b72409/pub4.doc.
 135. Пат. 111395 Україна, МПК (2006.01) Н 02 J 3/24, G 01 R 31/00. Спосіб оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням / Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Сікорська О. В., Комар В. О.; заявник та патентовласник Вінницький національний технічний університет. № u201604575 ; заявл. 25.04.2016 ; опубл. 10.11.2016, Бюл. № 21.
 136. Пентегов И. В., Волков И. В. Лагранжиан электрической цепи с сосредоточенными параметрами и его применение. *Электричество*. 1969. № 5. С. 59 – 63.
 137. План розвитку об'єднаної енергетичної системи України на 2017-2026

- роки. ДП «НЕК»Укренерго». 2017. URL: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwja2fqhkvfdAhWFjywKHa0zDhoQFjAAegQICRAC&url=https%3A%2F%2Fua.energy%2Fwp-content%2Fuploads%2F2016%2F12%2FProekt-Planu-rozvytku-OES-Ukrayiny-na-2017-2026-roky.pdf&usg=AOvVaw1S70oeEI_B_DnRHScLqkGI.
138. Попов В. А., Романюк Р. А. Учет неопределенности информации при многокритериальной оценке альтернативных вариантов применения распределенной генерации. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2017. № 1. С. 30 – 35.
139. Учет фактора надежности электроснабжения при комплексной оценке вариантов интеграции источников распределенной генерации в распределительные сети / В. А. Попов та ін. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2015. № 4. С. 39 – 43.
140. Совершенствование информационного обеспечения задач моделирования и управления режимами СЭС в условиях реформирования электроэнергетики. Требования и общин принципы организации баз данных для решения задач моделирования и оптимизации режимов в современных системах электроснабжения / А. В. Праховник та ін *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2010. № 1. С. 42 – 47.
141. Про затвердження форм звітності № 11-НКРЕ (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання» та № 12-НКРЕ (квартальна) «Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг» та інструкцій щодо їх заповнення: Постанова Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики від 25.07.2013 №1015 // URL: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/z1384-13>.
142. Про ринок електричної енергії : Закон України від 10.06.2018 р. [Електронний ресурс] // дата звернення 11.07.2018. URL: <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.

143. Разбираемся с натуральным логарифмом – 2017. URL: <http://zero2hero.org/article/math/7-razbiraemsa-s-naturalnim-logarifmnom>.
144. Ривелл Дж. Б. Главное о качестве. Справочник от А до Я; пер. с англ. М.: РИА «Стандарты и качество», 2006. 232 с.
145. Руденко Ю. Н., Ушаков И. А. Надежность систем энергетики. М.: Наука, 1986. 252 с.
146. Сафрис Л. В., Попова В. Ф. Принцип наименьшего действия в теории электрических цепей. *Теоретическая электротехника*. Львов: ЛПИ, 1970. Вып. 10. С. 103 – 105.
147. Сигорский В. П. Математический аппарат инженера. К.: Техніка, 1977. 768 с.
148. Справочник по проектированию электрических систем; под ред. С. С. Рокотяна, И. М. Шапиро. М.: Энергия, 1977. 288 с.
149. Стогній Б. С., Кириленко О. В., Денисюк С. П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення. *Технічна електродинаміка*. 2010. № 6. С. 44 – 50.
150. Інформатизація та інтелектуалізація електроенергетики: пріоритети та практичні доробки / Б. С. Стогній та ін. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2002. № 3 (3). С. 4 – 18.
151. Уайт Д., Вудсон Г. Электромеханическое преобразование энергии. Л.: Энергия, 1964. 528 с.
152. Управление качеством продукции. Основные понятия термины и определения: ГОСТ 15467–79. [Чинний від 1979-07-01]. М.: Стандартиформ, 2009. 22 с. (Міждержавний стандарт).
153. Управление спросом на мировых рынках электроэнергии. Энергорынок. №7. 2015 URL: http://www.socdu.ru/fileadmin/files/company/markets/dr/dr_emarket_07_15.pdf.
154. Управление спросом: как использовать ресурсы потребителя для повышения эффективности. Энергорынок. 2017. № 3. URL: http://www.socdu.ru/fileadmin/files/company/markets/dr/dr_evrelectric_brosh.pdf.

155. Ушаков И. А. Надежность. Прошлое, настоящее, будущее. *Методы менеджмента качества*. 2001. № 5. С. 21 – 25.
156. Ушаков И. А. Надежность. Прошлое, настоящее, будущее . *Методы менеджмента качества*. 2001. № 6. С. 28 – 32.
157. Фокин Ю. А., Туфанов В. А. Оценка надёжности систем электроснабжения. М.: Энергоиздат, 1981. 224 с.
158. Фокин Ю. А. Вероятностные методы в расчетах надежности электрических систем: учебное пособие для вузов ред. Т. П. Харченко. М.: МЭИ, 1983. 216 с.
159. Хедли Д. Нелинейное и динамическое программирование : пер. с англ. М.: Мир, 1967. 506 с.
160. Холмский В. Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей. М.: Высшая школа, 1975. 280 с.
161. Цветков Е. В. Оптимизация параметров электростанций и линий электропередачи при планировании развития энергосистем. Тр. ВНИИЭ. 1967. Вып. 30. С. 5 – 10.
162. Циганенко Б. В., Кирик В. В. Підвищення показників якості електропостачання в розподільних електричних мережах. *Матеріали XVII міжнародної науково-практичної конференції “Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті”, 29 – 30 вересня 2016 р., м. Київ, НТУУ КПІ*. Київ, 2016. С. 157 – 162.
163. Черемисин Н. М., Романченко В. И. Системный подход в обосновании стратегии рационального проектирования ВЛ Украины. *Энергетика и электрификация*. 1999. № 8. С. 28 – 35.
164. Черемісін М. М., Романченко В. І. Економічні розрахунки в інженерній діяльності (на прикладах задач електроенергетики). Харків.: “Факт”, 2006. 168 с.
165. Чукреев Ю. Я. К вопросу нормирования вероятностных показателей балансовой надежности территориальных зон электроэнергетической системы. *Науково-технічний збірник. Комунальне господарство міст*.

- Серія : Технічні науки та архітектура. Харків : ХНАМГ, 2011. Випуск 101. С. 364 – 371.*
166. Шефтель З. Г. Теорія ймовірностей : Монографія. Київ : Наукова думка, 1994. 274 с.
 167. Шидловский А. К., Кузнецов В. Г. Повышение качества энергии в электрических сетях. К.: Наукова думка, 1985. 268 с.
 168. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: ГОСТ 13109–97.[Чинний від 2000-01-01]. К.: Держспоживстандарт України, 2000. 33 с. (Міждержавний стандарт).
 169. Электрические системы. Кибернетика электрических систем : учеб. пособие для электроэнерг. вузов. под ред. В. А. Веникова. М.: «Высшая школа», 1974. 328 с.
 170. Эндрэни Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: пер с англ. М.: Энергоатомиздат. 1983. 336 с.
 171. Яковенко Г. Н. Краткий курс аналитической динамики. М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2004. 238 с.
 172. Chowdhury A., Koval D. Power distribution system reliability: practical methods and applications. IEEE PRESS + WILEY, 2009. 531 p.
 173. Transmission loss allocation: a comparison of different practical algorithms / J. Conejo and other. *Power Systems, IEEE Trans. Power Syst.* 2002. Vol. 17. P. 571 – 576.
 174. Detailed Model of a 100-kW Grid-Connected PV Array. Mathworks. 2017. URL: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/detailed-model-of-a-100-kw-grid-connected-pv-array.html?requestedDomain=true>.
 175. DIgSILENT PowerFactory. Product Overview. 2017. URL: <https://www.digsilent.de/en/products.html>.
 176. Dimitri Kececioglu, Reliability Engineering Handbook Vol II, PTR Prentice

- Hall, New Jersey, 1991, P 341–349.
177. Distribution Feeder Scheduling Considering Variable Load Profile and Outage Costs / Shih-An Yin, Chan-Nan Lu IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, №. 2, may 2009. P. 652 – 660.
 178. Dodu J. C., Merlin A. Dynamic model for long-term expansion planning studies of power transmission systems : The Ortie model., Electrical Power and Energy Systems, Jan. 1981. Vol. 3, P. 1 – 16.
 179. European Smart Grid. 2011. URL : <http://www.smartgrids.eu/>.
 180. European Smart Grids Technology Platform // European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040, 2006. – 44 p.
 181. IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems, IEEE Std. 493-1997, 1997.
 182. Integral index of operation quality for evaluation of impact of distributive generation sources on electric network modes / Petro D. Lezhniuk end other. *Advances in Science and Technology Research Journal*. Volume 11. June 2017. Issue 2. P. 65–71. DOI: 10.12913/22998624/70760
 183. J. Enslin, P. Heskes, «Harmonic Interaction Between a Large Number of Distributed Power Inverters and the Distribution Network. *IEEE Transaction on power electronics*. 2004. Vol. 19, No. 6. P. 1586–1593. DOI: 10.1109/PESC.2003.1217719.
 184. J. F. L. van Casteren. Assessment of Interruption Costs in Electric Power Systems using the Weibull-Markov Model : Thesis for the degree of Doctor of Philosophy / Jasper van Casteren. Göteborg, 2003. 146 p.
 185. J. F. L. van Casteren, M. H. J. Bollen, and M. E. Schmiegel. Reliability assessment in electrical power systems: the weibull-markov stochastic model. IEEE trans. On Industry Applications, 36 (36):911–915, May-June 2000.
 186. Jacopo Torriti, Mohamed G. Hassan, Matthew Leach. Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. Energy, Vol. 35, Issue 4, April 2010, P. 1575–1583.

187. Lezhniuk P. D., Komar V. O., Sobchuk D. S. Method for Determination of Optimal Installed Capacity of Renewable Sources of Energy by the Criterion of Minimum Losses of Active Power in Distribution System. *Energy and Power Engineering, (Scientific Research Publishing Inc.)*. 2014. № 6. P. 37 – 46.
188. Lezhniuk P. D., Kravchuk S. V., Hunko I. O., Ngoma J-P. The influence of the dispersed energy sources on the energy losses in electrical grids. *The scientific method*. 2016. Vol 1. № 1 (2016). P. 3 – 12.
189. Lezhnyuk P., Buslavets O., Komar V. Impact of renewable sources of energy on the level of active power losses in distribution networks. *2016 2nd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. 2016. P. 73 – 78.
190. Lezhniuk P. D., Komar V. O., Kravchuk S. V., Ngoma Jean-Pierre. Assessment Stability Generation of Solar Power Plants in the Problems of Providing Balance Reliability. *Sciences of Europe (Praha, Czech Republic)*. 2016. Vol. 4, № 9. P. 90 – 96.
191. Lezhnyuk P. D., Komar V. O., Petrushenko O. Yu. Criterial modeling of Markov processes in the problems of automatic control systems functioning quality evaluation. *Nauka i Studia*. 2014. № 3 (113). P. 42 – 48.
192. NIST Releases Report on Smart Grid Development // National Institute of Standards and Technology (USA) – Recognized Standards for Inclusion In the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0 / URL: http://collaborate.nist.gov/twiki-sggrid/bin/view/_SmartGridInterimRoadmap/InterimRoadmapFinal.
193. Optimal investment policy for a growing electrical network by a sequential decision method. – Auth,: H.Baleriaux, E.Jamouille, P.Doulliez, J.van Kelecora – CIGRE – Int.Conf.Large High Tens.ElecSyst,Paris, 1970 (Prepr.), s.a., N 32-08, 16 p.
194. Mathematical modeling of operation quality of electric grid with renewable sources of electric energy / Petro Lezhniuk end other. (*MEES*), *2017 IEEE International conference on modern electrical and energy systems*. – 2017. – P.

- 324–327.
195. Providing fixed level of electric energy supply quality in conditions of renovation of power distribution electrical networks with renewable energy sources *Electrical and Computer Engineering / P. Lezhnyuk and other (UKRCON), 2017 IEEE First Ukraine Conference on P 379 – 383 DOI: 10.1109/UKRCON.2017.8100514.*
 196. Renewables 2012 global status report. URL: <http://www.map.ren21.net> GSR GSR2012_low.pdf.
 197. Rubanenko L. O., Komar V. O., Petrushenko O. Y., Smolarz A., Smailova S., Imanbekova U. Determination of similarity criteria in optimization tasks by means of neuro-fuzzy modelling. *Przegląd Elektrotechniczny* 2017. R. 93, nr 3. P 93-96 DOI 10.15199/48.2017.03.22
 198. Talukdar S. I. T. Lightner M., Koo R. L. Multiobjective optimization procedures for power system problems. *IEEE Power Eng.Soc. Text «A» Pap. Summer Mett., Vancouver, 1979-Hew York, 1979, P.478/9/1-478/9/9.*
 199. Varetsky Y. Stochastic modeling of a hybrid renewable energy system / Y. Varetsky, Z. Hanzelka. *Технічна електродинаміка*. 2016. № 2. С. 58–62.
 200. Witell L. Theory of attractive quality and the Kano methodology – the past, the present, and the future / Lars Witell, Martin Löfgren, Jens J. Dahlgaard. *Total Quality Management & Business Excellence*. 2013. Vol. 24, № 11-12. P. 1241 – 1252.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А
Статистичні дані порушень роботи розподільної мережі

Момент відмови (годин)	Момент відновлення (годин)	Тривалість роботи без відмови (годин)	Тривалість ремонту (годин)
337,97	339,5	337,97	1,53
448,17	448,58	108,67	0,41
1346,8	1348,1	898,22	1,3
1521,5	1525,33	173,4	3,83
1554,33	1554,67	29	0,34
1697,83	1700,58	143,16	2,75
1946,75	1947,67	246,17	0,92
2058,67	2059,67	111	1
2062,58	2064,58	2,91	2
2291,97	2292,98	227,39	1,01
2362,67	2364	69,69	1,33
2364,5	2364,9	0,5	0,4
2489,42	2490,42	124,52	1
2606,33	2609	115,91	2,67
2885,43	2886,47	276,43	1,04
2976,25	2977,25	89,78	1
2991,67	2992,25	14,42	0,58
3025,42	3034	33,17	8,58
3237,5	3240,08	203,5	2,58
3287,42	3289,88	47,34	2,46
3565,53	3566,17	275,65	0,64
3585,95	3588,17	19,78	2,22
4605,25	4606,75	1017,08	1,5
4655,3	4655,92	48,55	0,62
4656,17	4656,53	0,25	0,36
4657,02	4666,33	0,49	9,31
4781	4792,58	114,67	11,58
4907,75	4909	115,17	1,25
4993,33	5009	84,33	15,67
5482	5499,42	473	17,42
5686,42	5689,02	187	2,6
6891,1	6893,88	1202,08	2,78
7038	7039,28	144,12	1,28
7275,68	7275,68	236,4	0
7319,83	7331,83	44,15	12
7368	7368	36,17	0
7569,67	7571,33	201,67	1,66
7622,08	7623,25	50,75	1,17
7683,4	7685,57	60,15	2,17
7686,4	7687,13	0,83	0,73

ДОДАТОК Б

Результати визначення основних імовірнісних характеристики процесів генерування Гальжбіївської ФЕС та навантаження лінії Ф-15 «ПС Ямпіль 110/10кВ» для зимового періоду

Генерування ФЕС																
Час доби	Компонента 1					Компонента 2					Компонента 3					
	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага	
06:00 - 06:30	0.0	21.8	10.4	3.0	0.6	22.6	29.9	26.3	7.8	0.3	30.4	34.8	32.6	9.0	0.1	
06:30 - 07:00	5.8	37.4	20.4	5.8	0.4	42.8	68.2	55.5	16.4	0.5	68.6	78.1	73.4	20.2	0.1	
07:00 - 07:30	4.5	71.4	35.8	10.2	0.4	73.0	102.1	87.6	25.9	0.3	103.3	141.8	122.5	33.8	0.3	
07:30 - 08:00	8.5	100.2	51.3	14.6	0.3	115.9	159.2	137.6	40.8	0.4	160.2	212.1	186.1	51.4	0.3	
08:00 - 08:30	14.4	140.5	73.1	20.8	0.3	147.4	182.9	165.1	48.9	0.2	187.9	254.4	221.1	61.0	0.5	
08:30 - 09:00	16.4	180.4	92.8	26.5	0.3	183.0	228.9	206.0	61.0	0.2	229.1	300.5	264.8	73.1	0.5	
09:00 - 09:30	17.1	182.0	93.9	26.8	0.2	193.6	268.1	230.9	68.4	0.2	277.5	346.3	311.9	86.1	0.6	
09:30 - 10:00	30.8	224.3	120.4	34.3	0.2	242.8	303.9	273.4	81.0	0.2	309.9	383.5	346.7	95.7	0.6	
10:00 - 10:30	19.6	230.3	117.9	33.6	0.2	237.2	320.0	278.6	82.5	0.2	336.8	409.9	373.3	103.0	0.6	
10:30 - 11:00	17.7	279.3	140.1	39.9	0.2	251.7	358.2	304.9	90.3	0.3	366.4	435.4	400.9	110.6	0.5	
11:00 - 11:30	25.7	162.8	88.9	25.3	0.1	189.7	349.8	269.7	79.9	0.2	357.4	447.3	402.3	111.0	0.7	
11:30 - 12:00	27.5	230.5	121.7	34.7	0.2	252.4	370.0	311.2	92.2	0.3	380.1	455.4	417.7	115.3	0.5	
12:00 - 12:30	22.9	261.9	134.4	38.3	0.2	266.2	353.8	310.0	91.8	0.2	366.4	461.4	413.9	114.2	0.6	
12:30 - 13:00	41.0	267.1	145.3	41.4	0.3	271.4	375.6	323.5	95.8	0.3	378.2	475.7	426.9	117.8	0.6	
13:00 - 13:30	39.1	254.9	138.7	39.5	0.3	270.3	353.9	312.1	92.5	0.2	358.1	445.8	402.0	110.9	0.5	
13:30 - 14:00	1.6	243.2	115.5	32.9	0.2	268.3	360.6	314.5	93.2	0.3	369.3	451.5	410.4	113.3	0.5	
14:00 - 14:30	2.4	200.9	95.9	27.3	0.2	235.5	353.8	294.6	87.3	0.4	359.5	441.1	400.3	110.5	0.4	
14:30 - 15:00	18.2	143.0	76.0	21.7	0.1	154.4	380.5	267.5	79.2	0.6	353.8	408.5	381.1	105.2	0.3	
15:00 - 15:30	13.0	183.4	92.6	26.4	0.2	217.5	291.9	254.7	75.5	0.3	298.4	373.9	336.1	92.8	0.6	
15:30 - 16:00	3.4	146.9	70.9	20.2	0.1	170.5	280.8	225.7	66.9	0.5	287.7	365.9	326.8	90.2	0.4	
16:00 - 16:30	1.0	136.3	64.8	18.5	0.2	138.7	236.8	187.8	55.6	0.3	239.0	301.7	270.4	74.6	0.5	
16:30 - 17:00	25.3	130.4	73.4	20.9	0.2	131.4	194.8	163.1	48.3	0.4	198.0	232.2	215.1	59.4	0.4	
17:00 - 17:30	11.4	96.7	51.0	14.5	0.2	109.3	144.4	126.8	37.6	0.5	145.9	166.2	156.0	43.1	0.3	
17:30 - 18:00	7.1	78.0	40.2	11.4	0.3	80.7	107.5	94.1	27.9	0.4	108.3	126.2	117.2	32.4	0.3	
18:00 - 18:30	2.2	48.8	24.0	6.8	0.4	50.4	85.7	68.0	20.2	0.4	87.8	104.9	96.3	26.6	0.2	
18:30 - 19:00	4.0	44.5	22.9	6.5	0.6	46.6	54.5	50.6	15.0	0.3	57.6	69.8	63.7	17.6	0.1	
19:00 - 19:30	0.4	37.9	18.0	5.1	0.9	44.3	77.6	61.0	18.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
19:30 - 20:00	0.2	25.1	12.0	3.4	0.9	26.1	40.5	33.3	9.9	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

де M – математичне очікування генерування ФЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент.

Навантаження ЛЕС										
Час доби	Компонента 1					Компонента 2				
	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	0.2	2059.9	1030.1	154.5	0.1	2092.6	2194.5	2143.6	267.9	0.9
06:30 - 07:00	38.5	2102.7	1070.6	160.6	0.1	2135.4	2257.1	2196.2	274.5	0.9
07:00 - 07:30	29.9	2142.3	1086.1	162.9	0.1	2174.9	2297.5	2236.2	279.5	0.9
07:30 - 08:00	57.0	2640.4	1348.7	202.3	0.1	2673.1	2823.8	2748.5	343.6	0.9
08:00 - 08:30	96.1	1843.0	969.5	145.4	0.1	1875.7	2022.9	1949.3	243.7	0.9
08:30 - 09:00	109.0	1665.8	887.4	133.1	0.1	1698.5	2307.2	2002.8	250.4	0.9
09:00 - 09:30	114.2	1855.2	984.7	147.7	0.1	1887.9	2195.2	2041.5	255.2	0.9
09:30 - 10:00	205.5	1906.8	1056.2	158.4	0.1	1939.5	2141.0	2040.2	255.0	0.9
10:00 - 10:30	130.7	1786.0	958.4	143.8	0.1	1818.7	2179.7	1999.2	249.9	0.9
10:30 - 11:00	118.0	1625.6	871.8	130.8	0.1	1658.3	2054.1	1856.2	232.0	0.9
11:00 - 11:30	171.1	1576.4	873.8	131.1	0.1	1609.1	2101.8	1855.5	231.9	0.9
11:30 - 12:00	183.0	1385.5	784.2	117.6	0.1	1418.1	1869.0	1643.6	205.4	0.9
12:00 - 12:30	152.7	1421.2	786.9	118.0	0.1	1453.8	1819.1	1636.5	204.6	0.9
12:30 - 13:00	273.3	1614.0	943.6	141.5	0.1	1646.7	2024.0	1835.3	229.4	0.9
13:00 - 13:30	260.6	1733.5	997.1	149.6	0.1	1766.2	2096.9	1931.6	241.4	0.9
13:30 - 14:00	10.5	1848.4	929.4	139.4	0.1	1881.0	2221.0	2051.0	256.4	0.9
14:00 - 14:30	15.9	1804.9	910.4	136.6	0.1	1837.6	2236.0	2036.8	254.6	0.9
14:30 - 15:00	121.0	1864.7	992.9	148.9	0.1	1897.4	2511.8	2204.6	275.6	0.9
15:00 - 15:30	86.4	2065.7	1076.1	161.4	0.1	2098.4	2339.0	2218.7	277.3	0.9
15:30 - 16:00	22.8	1989.2	1006.0	150.9	0.1	2021.9	2380.7	2201.3	275.2	0.9
16:00 - 16:30	6.7	2187.6	1097.1	164.6	0.1	2220.3	2548.6	2384.5	298.1	0.9
16:30 - 17:00	168.6	1645.0	906.8	136.0	0.1	1677.6	1969.0	1823.3	227.9	0.9
17:00 - 17:30	75.7	1753.5	914.6	137.2	0.1	1786.2	2075.8	1931.0	241.4	0.9
17:30 - 18:00	47.3	1891.6	969.4	145.4	0.1	1924.3	2175.6	2049.9	256.2	0.9
18:00 - 18:30	14.4	1933.5	974.0	146.1	0.1	1966.2	2070.2	2018.2	252.3	0.9
18:30 - 19:00	26.4	2154.3	1090.4	163.6	0.1	2187.0	2219.7	2203.3	275.4	0.9
19:00 - 19:30	2.4	2121.2	1061.8	159.3	0.1	2153.9	2292.8	2223.3	277.9	0.9
19:30 - 20:00	1.5	2137.1	496.6	74.5	0.1	2169.8	2237.7	2203.8	275.5	0.9

де M – математичне очікування навантаження ЛЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент

Результати визначення основних імовірнісних характеристики процесів генерування Гальжбіївської ФЕС та навантаження лінії Ф-15 «ПС Ямпіль 110/10кВ» для весняного періоду

Генерування ФЕС															
Час доби	Компонента 1					Компонента 2					Компонента 3				
	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	0.1	52.1	24.8	7.1	0.6	53.8	71.4	62.6	18.6	0.3	72.4	83.1	77.7	21.5	0.1
06:30 - 07:00	13.8	89.2	48.6	13.8	0.4	102.1	162.5	132.3	39.2	0.5	163.5	186.3	174.9	48.3	0.1
07:00 - 07:30	10.7	170.2	85.3	24.3	0.4	174.2	243.5	208.8	61.9	0.3	246.3	338.2	292.2	80.7	0.3
07:30 - 08:00	20.4	238.9	122.3	34.9	0.3	276.5	379.7	328.1	97.2	0.4	382.0	505.7	443.8	122.5	0.3
08:00 - 08:30	34.4	335.1	174.3	49.7	0.3	351.5	436.2	393.8	116.7	0.2	448.0	606.5	527.3	145.5	0.5
08:30 - 09:00	39.0	430.2	221.3	63.1	0.3	436.4	545.9	491.2	145.5	0.2	546.3	716.5	631.4	174.3	0.5
09:00 - 09:30	40.8	433.9	223.9	63.8	0.2	461.8	639.3	550.5	163.1	0.2	661.6	825.8	743.7	205.3	0.6
09:30 - 10:00	73.5	534.9	287.0	81.8	0.2	579.0	724.8	651.9	193.2	0.2	739.0	914.4	826.7	228.2	0.6
10:00 - 10:30	46.8	549.2	281.1	80.1	0.2	565.5	763.2	664.3	196.8	0.2	803.1	977.5	890.3	245.7	0.6
10:30 - 11:00	42.2	665.9	334.0	95.2	0.2	600.2	854.1	727.1	215.4	0.3	873.8	1038.2	956.0	263.9	0.5
11:00 - 11:30	61.2	388.2	212.0	60.4	0.1	452.3	834.2	643.2	190.6	0.2	852.2	1066.7	959.4	264.8	0.7
11:30 - 12:00	65.5	549.6	290.1	82.7	0.2	601.8	882.3	742.1	219.9	0.3	906.4	1085.9	996.2	274.9	0.5
12:00 - 12:30	54.6	624.6	320.4	91.3	0.2	634.8	843.6	739.2	219.0	0.2	873.8	1100.2	987.0	272.4	0.6
12:30 - 13:00	97.8	636.9	346.6	98.8	0.3	647.2	895.6	771.4	228.6	0.3	901.8	1134.3	1018.0	281.0	0.6
13:00 - 13:30	93.2	607.8	330.7	94.2	0.3	644.5	843.8	744.2	220.5	0.2	853.8	1063.2	958.5	264.5	0.5
13:30 - 14:00	3.8	580.0	275.4	78.5	0.2	639.8	860.0	749.9	222.2	0.3	880.6	1076.7	978.7	270.1	0.5
14:00 - 14:30	5.7	479.2	228.7	65.2	0.2	561.5	843.6	702.5	208.2	0.4	857.2	1051.8	954.5	263.4	0.4
14:30 - 15:00	43.3	341.0	181.3	51.7	0.1	368.1	907.5	637.8	189.0	0.6	843.6	974.2	908.9	250.9	0.3
15:00 - 15:30	30.9	437.2	220.8	62.9	0.2	518.8	696.0	607.4	180.0	0.3	711.5	891.5	801.5	221.2	0.6
15:30 - 16:00	8.2	350.2	169.0	48.2	0.1	406.5	669.7	538.1	159.4	0.5	686.1	872.6	779.3	215.1	0.4
16:00 - 16:30	2.4	325.1	154.5	44.0	0.2	330.8	564.8	447.8	132.7	0.3	570.0	719.5	644.8	178.0	0.5
16:30 - 17:00	60.3	310.8	175.1	49.9	0.2	313.2	464.6	388.9	115.2	0.4	472.2	553.6	512.9	141.6	0.4
17:00 - 17:30	27.1	230.7	121.6	34.7	0.2	260.5	344.3	302.4	89.6	0.5	347.9	396.3	372.1	102.7	0.3
17:30 - 18:00	16.9	186.1	95.8	27.3	0.3	192.5	256.3	224.4	66.5	0.4	258.2	300.9	279.5	77.2	0.3
18:00 - 18:30	5.2	116.3	57.3	16.3	0.4	120.1	204.3	162.2	48.1	0.4	209.3	250.2	229.7	63.4	0.2
18:30 - 19:00	9.5	106.1	54.5	15.5	0.6	111.1	130.1	120.6	35.7	0.3	137.4	166.4	151.9	41.9	0.1
19:00 - 19:30	0.8	90.4	43.0	12.3	0.9	105.6	185.1	145.3	43.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
19:30 - 20:00	0.5	59.9	28.5	8.1	0.9	62.3	96.5	79.4	23.5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

де M – математичне очікування генерування ФЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент.

Навантаження ЛЕС										
Час доби	Компонента 1					Компонента 2				
	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	0.1	1101.8	551.0	82.6	0.1	1119.3	1173.8	1146.6	143.3	0.9
06:30 - 07:00	20.6	1124.7	572.6	85.9	0.1	1142.2	1207.3	1174.7	146.8	0.9
07:00 - 07:30	16.0	1145.9	580.9	87.1	0.1	1163.3	1228.9	1196.1	149.5	0.9
07:30 - 08:00	30.5	1412.3	721.4	108.2	0.1	1429.8	1510.4	1470.1	183.8	0.9
08:00 - 08:30	51.4	985.8	518.6	77.8	0.1	1003.3	1082.0	1042.6	130.3	0.9
08:30 - 09:00	58.3	891.0	474.7	71.2	0.1	908.5	1234.1	1071.3	133.9	0.9
09:00 - 09:30	61.1	992.3	526.7	79.0	0.1	1009.8	1174.2	1092.0	136.5	0.9
09:30 - 10:00	109.9	1019.9	564.9	84.7	0.1	1037.4	1145.2	1091.3	136.4	0.9
10:00 - 10:30	69.9	955.3	512.6	76.9	0.1	972.8	1165.9	1069.3	133.7	0.9
10:30 - 11:00	63.1	869.5	466.3	69.9	0.1	887.0	1098.7	992.9	124.1	0.9
11:00 - 11:30	91.5	843.2	467.4	70.1	0.1	860.7	1124.2	992.5	124.1	0.9
11:30 - 12:00	97.9	741.1	419.5	62.9	0.1	758.5	999.7	879.1	109.9	0.9
12:00 - 12:30	81.7	760.2	420.9	63.1	0.1	777.6	973.0	875.3	109.4	0.9
12:30 - 13:00	146.2	863.3	504.7	75.7	0.1	880.8	1082.6	981.7	122.7	0.9
13:00 - 13:30	139.4	927.2	533.3	80.0	0.1	944.7	1121.6	1033.2	129.1	0.9
13:30 - 14:00	5.6	988.7	497.1	74.6	0.1	1006.1	1188.0	1097.0	137.1	0.9
14:00 - 14:30	8.5	965.4	487.0	73.0	0.1	982.9	1196.0	1089.5	136.2	0.9
14:30 - 15:00	64.7	997.4	531.1	79.7	0.1	1014.9	1343.5	1179.2	147.4	0.9
15:00 - 15:30	46.2	1104.9	575.6	86.3	0.1	1122.4	1251.1	1186.7	148.3	0.9
15:30 - 16:00	12.2	1064.0	538.1	80.7	0.1	1081.5	1273.4	1177.4	147.2	0.9
16:00 - 16:30	3.6	1170.1	586.8	88.0	0.1	1187.6	1363.2	1275.4	159.4	0.9
16:30 - 17:00	90.2	879.9	485.0	72.8	0.1	897.3	1053.2	975.3	121.9	0.9
17:00 - 17:30	40.5	937.9	489.2	73.4	0.1	955.4	1110.3	1032.9	129.1	0.9
17:30 - 18:00	25.3	1011.8	518.5	77.8	0.1	1029.3	1163.7	1096.5	137.1	0.9
18:00 - 18:30	7.7	1034.2	521.0	78.1	0.1	1051.7	1107.3	1079.5	134.9	0.9
18:30 - 19:00	14.1	1152.3	583.2	87.5	0.1	1169.8	1187.3	1178.5	147.3	0.9
19:00 - 19:30	1.3	1134.6	567.9	85.2	0.1	1152.1	1226.4	1189.2	148.7	0.9
19:30 - 20:00	0.8	1143.1	496.6	74.5	0.1	1160.6	1196.9	1178.8	147.3	0.9

де M – математичне очікування навантаження ЛЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент

Результати визначення основних імовірнісних характеристики процесів генерування Гальжбіївської ФЕС та навантаження лінії Ф-15 «ПС Ямпіль 110/10кВ» для осіннього періоду

Генерування ФЕС															
Час доби	Компонента 1					Компонента 2					Компонента 3				
	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	0.1	45.1	21.3	6.1	0.6	46.7	61.9	54.3	16.1	0.3	62.7	72.0	67.4	18.6	0.1
06:30 - 07:00	11.9	77.3	42.1	12.0	0.4	88.5	140.9	114.7	34.0	0.5	141.7	161.5	151.6	41.8	0.1
07:00 - 07:30	9.3	147.5	73.9	21.1	0.4	150.9	211.0	181.0	53.6	0.3	213.5	293.1	253.3	69.9	0.3
07:30 - 08:00	17.7	207.1	106.0	30.2	0.3	239.6	329.1	284.3	84.2	0.4	331.1	438.3	384.7	106.2	0.3
08:00 - 08:30	29.8	290.4	151.0	43.0	0.3	304.6	378.0	341.3	101.1	0.2	388.3	525.7	457.0	126.1	0.5
08:30 - 09:00	33.8	372.9	191.8	54.7	0.3	378.2	473.1	425.7	126.1	0.2	473.5	620.9	547.2	151.0	0.5
09:00 - 09:30	35.4	376.1	194.1	55.3	0.2	400.2	554.1	477.1	141.4	0.2	573.4	715.7	644.6	177.9	0.6
09:30 - 10:00	63.7	463.6	248.7	70.9	0.2	501.8	628.1	565.0	167.4	0.2	640.5	792.5	716.5	197.7	0.6
10:00 - 10:30	40.5	475.9	243.6	69.4	0.2	490.1	661.4	575.8	170.6	0.2	696.0	847.1	771.6	213.0	0.6
10:30 - 11:00	36.6	577.1	289.5	82.5	0.2	520.1	740.2	630.2	186.7	0.3	757.3	899.8	828.5	228.7	0.5
11:00 - 11:30	53.1	336.5	183.7	52.4	0.1	392.0	722.9	557.5	165.2	0.2	738.5	924.5	831.5	229.5	0.7
11:30 - 12:00	56.7	476.3	251.4	71.7	0.2	521.6	764.7	643.1	190.6	0.3	785.5	941.1	863.3	238.3	0.5
12:00 - 12:30	47.3	541.3	277.7	79.1	0.2	550.1	731.1	640.6	189.8	0.2	757.3	953.5	855.4	236.1	0.6
12:30 - 13:00	84.7	552.0	300.3	85.6	0.3	560.9	776.2	668.5	198.1	0.3	781.5	983.1	882.3	243.5	0.6
13:00 - 13:30	80.8	526.7	286.6	81.7	0.3	558.6	731.3	645.0	191.1	0.2	740.0	921.4	830.7	229.3	0.5
13:30 - 14:00	3.3	502.7	238.6	68.0	0.2	554.5	745.3	649.9	192.6	0.3	763.2	933.1	848.2	234.1	0.5
14:00 - 14:30	4.9	415.3	198.2	56.5	0.2	486.6	731.1	608.9	180.4	0.4	742.9	911.5	827.2	228.3	0.4
14:30 - 15:00	37.5	295.5	157.1	44.8	0.1	319.0	786.5	552.7	163.8	0.6	731.1	844.3	787.7	217.4	0.3
15:00 - 15:30	26.8	378.9	191.4	54.5	0.2	449.6	603.2	526.4	156.0	0.3	616.6	772.7	694.6	191.7	0.6
15:30 - 16:00	7.1	303.5	146.5	41.8	0.1	352.3	580.4	466.4	138.2	0.5	594.6	756.3	675.4	186.4	0.4
16:00 - 16:30	2.1	281.7	133.9	38.2	0.2	286.7	489.5	388.1	115.0	0.3	494.0	623.6	558.8	154.2	0.5
16:30 - 17:00	52.3	269.4	151.7	43.2	0.2	271.5	402.7	337.1	99.9	0.4	409.3	479.8	444.5	122.7	0.4
17:00 - 17:30	23.5	199.9	105.4	30.0	0.2	225.8	298.4	262.1	77.7	0.5	301.5	343.5	322.5	89.0	0.3
17:30 - 18:00	14.7	161.3	83.0	23.7	0.3	166.8	222.1	194.5	57.6	0.4	223.7	260.8	242.3	66.9	0.3
18:00 - 18:30	4.5	100.8	49.7	14.2	0.4	104.1	177.1	140.6	41.6	0.4	181.4	216.8	199.1	55.0	0.2
18:30 - 19:00	8.2	91.9	47.2	13.5	0.6	96.3	112.7	104.5	31.0	0.3	119.1	144.2	131.6	36.3	0.1
19:00 - 19:30	0.7	78.3	37.3	10.6	0.9	91.5	160.4	126.0	37.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
19:30 - 20:00	0.5	51.9	24.7	7.0	0.9	54.0	83.7	68.8	20.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

де M – математичне очікування генерування ФЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент.

Навантаження ЛЕС										
Час доби	Компонента 1					Компонента 2				
	Min	Max	M	СКВ	Вага	Min	Max	M	СКВ	Вага
06:00 - 06:30	0.2	1916.2	958.2	143.7	0.1	1946.6	2041.4	1994.0	249.3	0.9
06:30 - 07:00	35.8	1956.0	995.9	149.4	0.1	1986.4	2099.6	2043.0	255.4	0.9
07:00 - 07:30	27.8	1992.8	1010.3	151.5	0.1	2023.2	2137.2	2080.2	260.0	0.9
07:30 - 08:00	53.0	2456.2	1254.6	188.2	0.1	2486.6	2626.8	2556.7	319.6	0.9
08:00 - 08:30	89.4	1714.4	901.9	135.3	0.1	1744.8	1881.8	1813.3	226.7	0.9
08:30 - 09:00	101.4	1549.6	825.5	123.8	0.1	1580.0	2146.2	1863.1	232.9	0.9
09:00 - 09:30	106.2	1725.8	916.0	137.4	0.1	1756.2	2042.0	1899.1	237.4	0.9
09:30 - 10:00	191.2	1773.8	982.5	147.4	0.1	1804.2	1991.6	1897.9	237.2	0.9
10:00 - 10:30	121.6	1661.4	891.5	133.7	0.1	1691.8	2027.6	1859.7	232.5	0.9
10:30 - 11:00	109.8	1512.2	811.0	121.7	0.1	1542.6	1910.8	1726.7	215.8	0.9
11:00 - 11:30	159.2	1466.4	812.8	121.9	0.1	1496.8	1955.2	1726.0	215.8	0.9
11:30 - 12:00	170.2	1288.8	729.5	109.4	0.1	1319.2	1738.6	1528.9	191.1	0.9
12:00 - 12:30	142.0	1322.0	732.0	109.8	0.1	1352.4	1692.2	1522.3	190.3	0.9
12:30 - 13:00	254.2	1501.4	877.8	131.7	0.1	1531.8	1882.8	1707.3	213.4	0.9
13:00 - 13:30	242.4	1612.6	927.5	139.1	0.1	1643.0	1950.6	1796.8	224.6	0.9
13:30 - 14:00	9.8	1719.4	864.6	129.7	0.1	1749.8	2066.0	1907.9	238.5	0.9
14:00 - 14:30	14.8	1679.0	846.9	127.0	0.1	1709.4	2080.0	1894.7	236.8	0.9
14:30 - 15:00	112.6	1734.6	923.6	138.5	0.1	1765.0	2336.6	2050.8	256.4	0.9
15:00 - 15:30	80.4	1921.6	1001.0	150.2	0.1	1952.0	2175.8	2063.9	258.0	0.9
15:30 - 16:00	21.2	1850.4	935.8	140.4	0.1	1880.8	2214.6	2047.7	256.0	0.9
16:00 - 16:30	6.2	2035.0	1020.6	153.1	0.1	2065.4	2370.8	2218.1	277.3	0.9
16:30 - 17:00	156.8	1530.2	843.5	126.5	0.1	1560.6	1831.6	1696.1	212.0	0.9
17:00 - 17:30	70.4	1631.2	850.8	127.6	0.1	1661.6	1931.0	1796.3	224.5	0.9
17:30 - 18:00	44.0	1759.6	901.8	135.3	0.1	1790.0	2023.8	1906.9	238.4	0.9
18:00 - 18:30	13.4	1798.6	906.0	135.9	0.1	1829.0	1925.8	1877.4	234.7	0.9
18:30 - 19:00	24.6	2004.0	1014.3	152.1	0.1	2034.4	2064.8	2049.6	256.2	0.9
19:00 - 19:30	2.2	1973.2	987.7	148.2	0.1	2003.6	2132.8	2068.2	258.5	0.9
19:30 - 20:00	1.4	1988.0	496.6	74.5	0.1	2018.4	2081.6	2050.0	256.3	0.9

де M – математичне очікування навантаження ЛЕС (кВт), СКВ – середньоквадратичне відхилення, Min, Max – порогові значення компонент

ДОДАТОК В
Фрагмент масиву коефіцієнтів системи рівнянь Колмогорова

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	-0.8624	797	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752
2	0.022	-797.9168	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0.0764	0	-1752.92	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0.0764	0	0	-1752.92	0	0	0	0	0	0	0
5	0.0764	0	0	0	-1752.92	0	0	0	0	0	0
6	0.0764	0	0	0	0	-1752.92	0	0	0	0	0
7	0.0764	0	0	0	0	0	-1752.92	0	0	0	0
8	0.0764	0	0	0	0	0	0	-1752.92	0	0	0
9	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	-1752.92	0	0
10	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	-1752.92	0
11	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1752.08
12	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0.0764	0	0	0	0	0	0	0	0	0

ДОДАТОК Д

Схеми підключення приладів для проведення експериментів

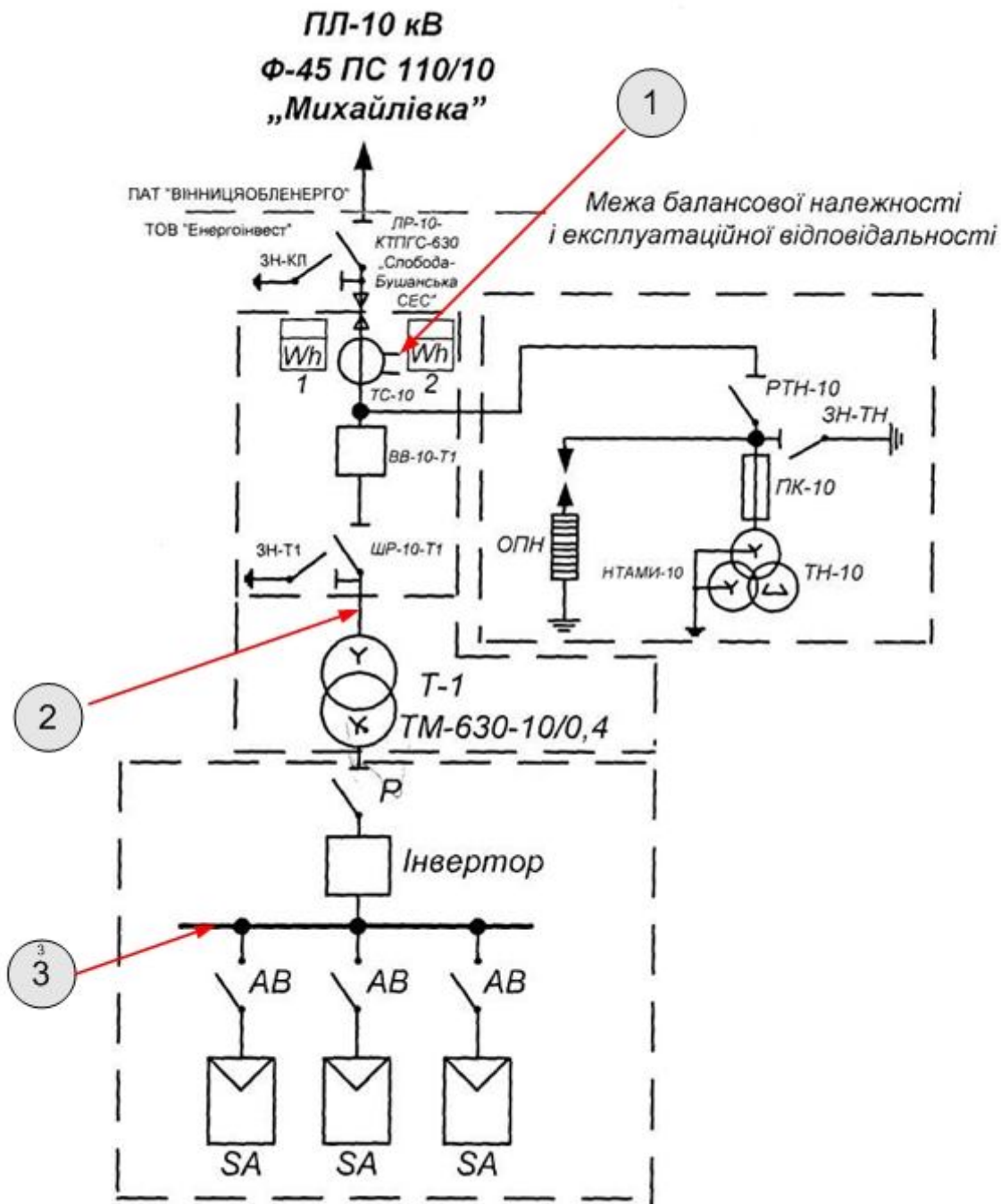


Рисунок Д.1 – Точки приєднання приладів для виконання вимірювань на ФЕС

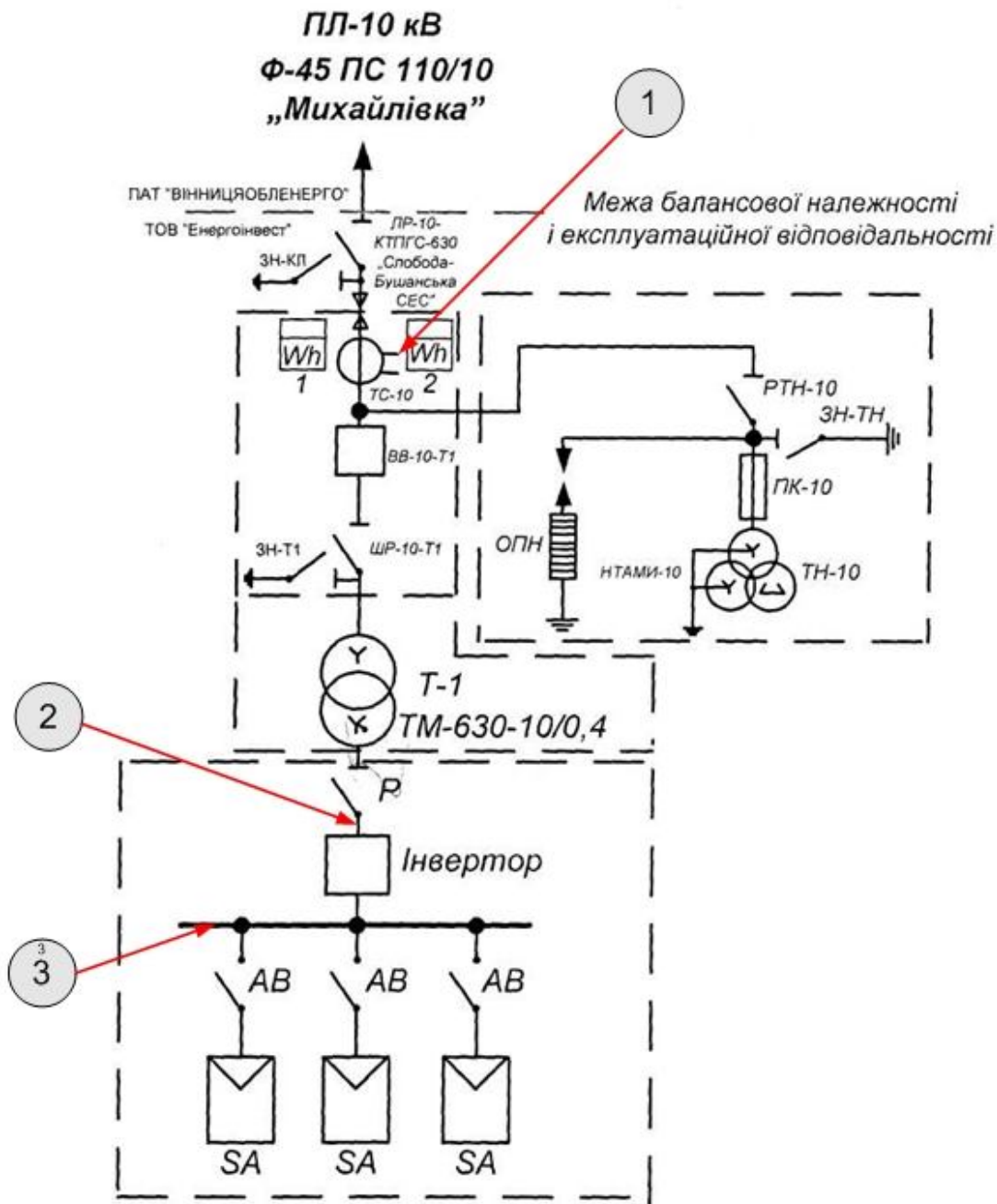


Рисунок Д.2 – Точки приєднання приладів для виконання вимірювань на ФЕС

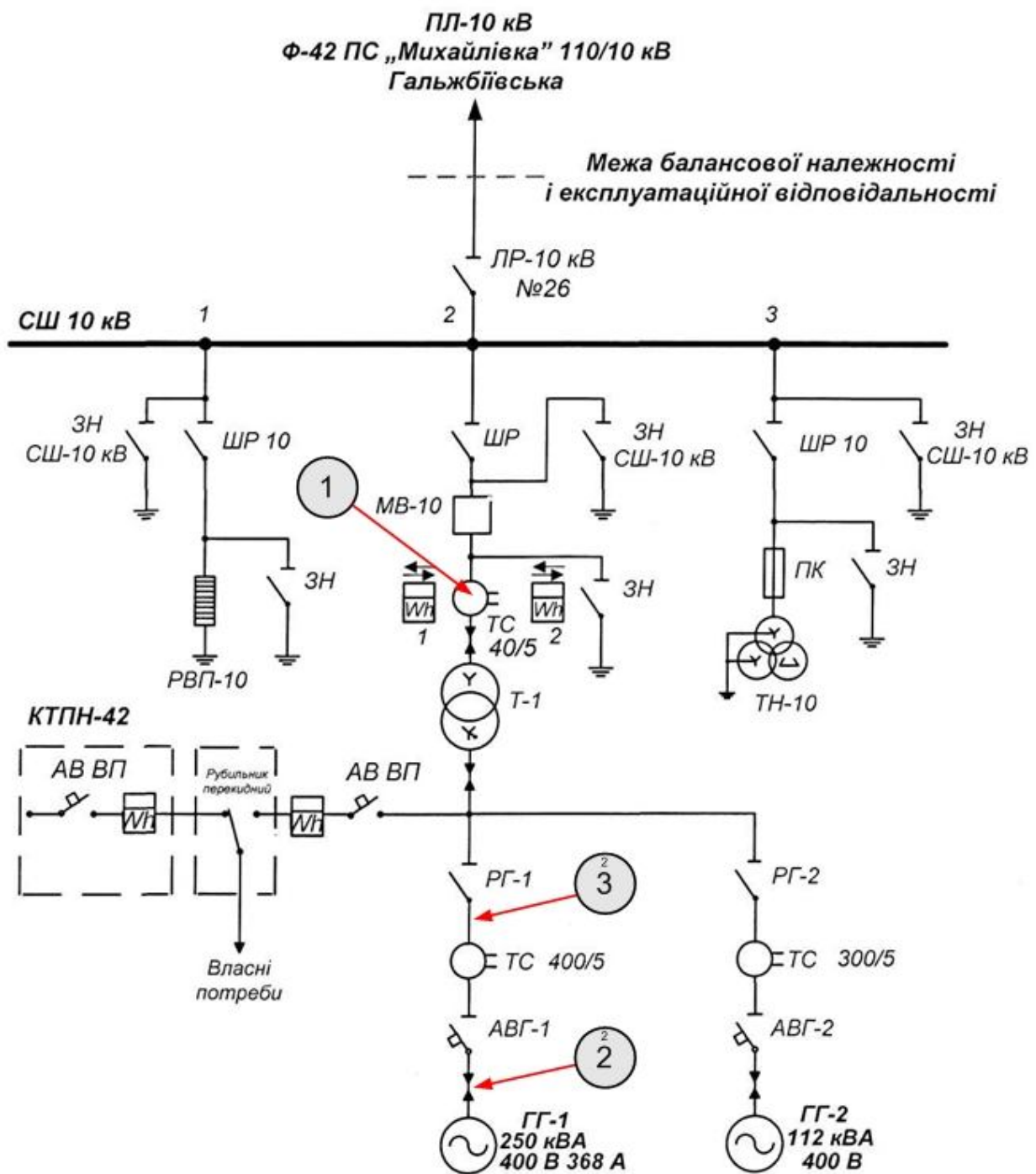


Рисунок Д.3 – Точки приєднання приладів для виконання вимірювань на ГЕС
(гідрогенератор 1)

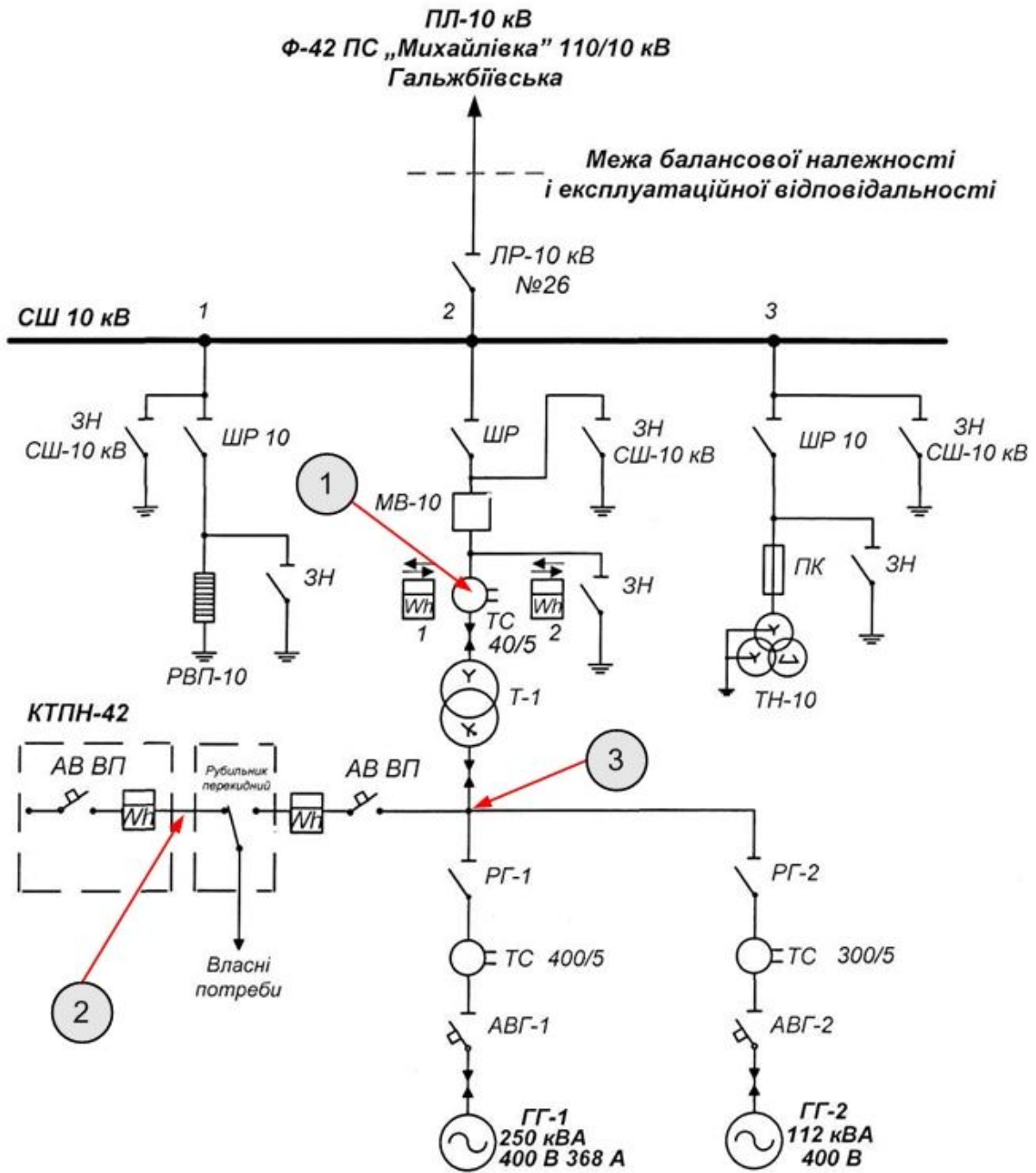


Рисунок Д.4 – Точки приєднання приладів для виконання вимірювань на ГЕС
(збірні шини)

ДОДАТОК Е

**Авторські свідоцтва на розроблені програмні засоби та патент на
корисну модель**



УКРАЇНА
Міністерство освіти і науки України
Державний департамент інтелектуальної власності

СВІДОЦТВО

про реєстрацію авторського права на твір

№ 35590

Комп'ютерна програма "Програмний комплекс аналізу чутливості та оптимізації втрат потужності в електричних мережах енергосистем" ("АЧП")
(вид, назва твору)

Автор(и) Лежнюк Петро Дем'янович, Кулик Володимир Володимирович,
Кравцов Костянтин Іванович, Бурікін Олександр Борисович, Комар
Вячеслав Олександрович
(повне ім'я, псевдонім (за наявності))

Дата реєстрації

08.11.2010

Голова Державного департаменту
інтелектуальної власності



М.В.Паладій



УКРАЇНА
Міністерство освіти і науки України
Державний департамент інтелектуальної власності

СВІДОЦТВО

про реєстрацію авторського права на твір

№ 34106

Комп'ютерна програма "Програмний комплекс розрахунку втрат потужності і електроенергії в розподільних електричних мережах 110(35)-10(6)-0,4 кВ та розробки заходів щодо їх зменшення - Втрати" ("Втрати")

(вид, назва твору)

Автор(и) Лежнюк Петро Дем'янович, Кулик Володимир Володимирович, Кравцов Костянтин Іванович, Бурикін Олександр Борисович, Комар Вячеслав Олександрович

(повне ім'я, псевдонім (за наявності))

Дата реєстрації

13.07.2010

Голова Державного департаменту
інтелектуальної власності

М.В.Паладій



УКРАЇНА



ДЕРЖАВНА СЛУЖБА
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ УКРАЇНИ

СВІДОЦТВО
про реєстрацію авторського права на твір

№ 69917

Комп'ютерна програма "Морфометрія графіка електричних навантажень"
(вид, назва службового твору)

Автор(и) **Лежнюк Петро Дем'янович, Комар Вячеслав Олександрович,
Кравчук Сергій Васильович**
(повне ім'я, псевдонім (за наявності))

Авторські майнові права належать **Вінницький національний технічний
університет, вул. Хмельницьке шосе, 95, м. Вінниця, 21021**
(повне ім'я фізичної та/або повне офіційне найменування юридичної особи, адреса)

Дата реєстрації **19.01.2017**

 Голова Державної служби
інтелектуальної
власності України
В.о. Голови А.А. Малиш

УКРАЇНА



ПАТЕНТ

**НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ
№ 111395**
**СПОСІБ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ
РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З
РОЗОСЕРЕДЖЕННЯМ ГЕНЕРУВАННЯМ**

Видано відповідно до Закону України "Про охорону прав на винаходи і корисні моделі".

Зареєстровано в Державному реєстрі патентів України на корисні моделі 10.11.2016.

В.о. Голови Державної служби
інтелектуальної власності України

А.А.Малиш



(11) 111395

(19) UA

(51) МПК (2016.01)

H02J 3/24 (2006.01)

G01R 31/00

- (21) Номер заявки: **u 2016 04575**
- (22) Дата подання заявки: **25.04.2016**
- (24) Дата, з якої є чинними права на корисну модель: **10.11.2016**
- (46) Дата публікації відомостей про видачу патенту та номер бюлетеня: **10.11.2016, Бюл. № 21**

(72) Винахідники:
Лежнюк Петро Дем'янович, UA,
Рубаненко Олександр Євгенійович, UA,
Сікорська Олена Вікторівна, UA,
Комар Вячеслав Олександрович, UA

(73) Власник:
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ,
 Хмельницьке шосе, 95, м. Вінниця 21021, UA

(54) Назва корисної моделі:

СПОСІБ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З РОЗОСЕРЕДЖЕННЯМ ГЕНЕРУВАННЯМ

(57) Формула корисної моделі:

Спосіб оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженням генеруванням, який включає використання вимірювання напруги в контрольованих вузлах електричної мережі, вимірювання струмів в перерізах та частоти в системі, визначення чутливості параметрів режиму роботи системи до зміни вузлових потужностей, формування сигналу керувального впливу на пристрій регулювання під навантаженням трансформатора, пропорційного економічному збитку від наднормованого відхилення поточного значення частоти від номінального значення, додавання сигналу, який пропорційний економічному збитку, від наднормованого відхилення величини частоти від номінального значення до сигналу, пропорційного збиткам від відхилення перетоків потужностей по контрольованих перерізах і отримання сумарного сигналу, який пропорційний збиткам поточного режиму, порівняння отриманого сигналу із сигналом, пропорційним до величини нормативного значення технічних втрат електроенергії, обумовлених властивостями та технологічними умовами роботи електричної мережі, який є уставкою регулювання, який відрізняється тим, що спочатку створюють базу можливих режимів розподільних електричних мереж з розосередженням генеруванням, формують вектор сигналів керувальних впливів на пристрій регулювання під навантаженням трансформатора шляхом ранжування трансформаторів з пристроєм регулювання під навантаженням за їх впливом на зменшення потужності в розподільних електричних мережах від максимального до мінімального, вибирають з вектора сигналів керувальних впливів перший керувальний вплив, який відповідає зменшенню втрат потужності, відповідно до вибраного сигналу керувальних впливів з бази можливих режимів вибирають відповідні еквіваленти режимів для розподільних електричних мереж з розосередженням генеруванням, перевіряють відповідність значень напруг у вузлах розподільної електричної мережі з розосередженням генеруванням до вимог нормативних документів з якості електричної енергії за допомогою сертифікованого програмного забезпечення, далі з вибраних еквівалентів режимів розподільних мереж з розосередженням генеруванням вибирають лише ті, при яких напруги задовольняють вимогам з якості електричної енергії, далі з вибраних режимів за допомогою сертифікованого програмного забезпечення вибирають той режим, при якому забезпечується максимальне відбирання потужності від розосередженого джерела енергії, далі за допомогою сертифікованого програмного забезпечення обчислюють режим розподільних електричних мереж з розосередженими джерелами енергії, який відповідає регулюванню наступних з вектора сигналів керувальних впливів, трансформатором, знову звертаються до бази можливих режимів розподільних електричних мереж з розосередженням генеруванням і перевіряють виконання умов якості електричної енергії та максимального відбору поточної потужності розосереджених джерел енергії, у разі виконання умов з не порушення вимог по напрузі у вузлах розподільної мережі з розосередженими джерелами енергії, максимального допустимого

ДОДАТОК Ж**Матеріали, які підтверджують використання результатів дисертації**



ДОВІДКА

07 квітня 2018 р.

м. Вінниця

про впровадження результатів
дисертаційної роботи

З метою підвищення ефективності функціонування обладнання фотоелектричних станцій, а також якості проектування та реалізації автоматизованих систем керування їх режимами, на підприємстві «Подільський енергетичний консалтинг» впроваджено результати наукових досліджень:

- алгоритм та програму оптимізації схем приєднання розосереджених джерел електроенергії до розподільних електричних мереж;
- структурну схему автоматизованої системи керування комплексом, що складається з фотоелектричної станції та накопичувача електричної енергії, алгоритми та програму формування оптимальних графіків ведення режиму комплексу;
- методика і програмне забезпечення прогнозу виконання графіка генерування ФЕС, заявленого на наступну добу.

Зазначені результати отримані в дисертаційній роботі Комара В'ячеслава Олександровича "Оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії" – доцента кафедри електричних станцій та систем Вінницького національного технічного університету.

Використання результатів наукових досліджень дозволяє більш обґрунтовано приймати проектні рішення щодо спорудження фотоелектричних станцій, а також оснащення таких комплексів розосередженого генерування засобами автоматичного керування.

Очікується, що використання отриманих у роботі результатів дозволить підвищити ефективність капіталовкладень в проектування приєднання ФЕС до розподільних електричних мереж без погіршення їх експлуатаційних показників на 1-2%. Крім того вдосконалення існуючої автоматизованої системи керування ФЕС з використанням розроблених алгоритмів і програм забезпечить зниження нестабільності таких джерел енергії.

Заступник директора з проектування
ТОВ «Подільський Енергоконсалтинг», к.т.н.

Д. С. Писляров



ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО “ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО”

вул. Магістратська, 2, м. Вінниця, Україна, 21050, тел. (0432) 65-95-95, факс 52-50-11
E-mail: kanc@vov.com.ua
р/р № 260093012845 ВФОУ АТ «ОЩАДБАНК» МФО 302076, ЄДРПОУ 00130694



№ 03.05.2018 від 1-12-25
На № _____ від _____

ЗАТВЕРДЖУЮ
Генеральний директор
ПАТ «Вінницяобленерго», к.т.н.

А. Я. Поліщук
"03" _____ 2018р.

АКТ

впровадження результатів наукових досліджень

ПАТ «Вінницяобленерго» підтверджуємо, що результати досліджень електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії, одержані Комаром В. О. в результаті виконання дисертаційної роботи на тему «Оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії» на кафедрі електричних станцій та систем Вінницького національного технічного університету, впроваджені в 2017 р. на Публічне акціонерне товариство «Вінницяобленерго» у вигляді методу оцінювання якості функціонування розподільних електричних мереж (ЕМ), а також впливу відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ) на її складові, що отримані шляхом порівняння поточних режимів з економічним, і забезпечують вибір оптимальної стратегії розвитку ЕМ і ВДЕ в них.

Розроблений метод дозволяє, за результатами оцінювання інтегрального показника якості функціонування, проводити оптимізацію нормальної схеми розподільних електромереж 10 кВ, планування місць та об'ємів розбудови ВДЕ. Це забезпечує підвищення якості напруги та зменшення втрат електроенергії в електричних мережах.

Заступник директора технічного з
перспективного розвитку, к.т.н.

О.І.


Казьмірук



21022, Україна,
 м. Вінниця, пров. Станіславського, 16
 ЗКПО 24895253, р/р 26008799971477, МФО 380838
 ПАТ КБ "ПРАВЕКС-БАНК"
 Телефон: (0432) 61-97-87, (0432) 61-97-88
 E-mail: energoinvestvin@gmail.com

ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ «ЕНЕРГОІНВЕСТ»

№ 11 від "15" 03 2018р.



АКТ УПРОВАДЖЕННЯ №
результатів науково-дослідної роботи

Цим актом підтверджується, що результати дисертаційного дослідження
«Оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії»

(найменування роботи)

що виконана Комаром В.О.

упроваджені у 2017 р.

строк упровадження (рік)

на підприємстві ТОВ «Енергоінвест»

(найменування підприємства, організації, установи тощо, де здійснюється упровадження)

1. Вид упровадженої продукції метод, програмне забезпечення (ПЗ)

(техніка, технологія, матеріал, методи, теорії і інше)

2. Характеристика масштабу упровадження одиничне

(одиничне, дрібносерійне, серійне, інше)

3. Новизна результатів науково-дослідної роботи

метод визначення оптимальних встановленої потужності та точки приєднання ВДЕ до мереж, що дозволяє забезпечити зростання ефективності капіталовкладень на спорудження розосереджених джерел енергії


(важливі показники, які характеризують рівень отриманого наукового результату; переваги над аналогами)

4. Річний економічний ефект Впровадження програмного забезпечення в практику оцінювання точки приєднання ВДЕ дозволило підвищити ефективність капіталовкладень на 2-5 % за рахунок підвищення продуктивності обладнання РДЕ.

5. Соціальний ефект проявляється у підвищенні якості електропостачання споживачів та зменшенні екологічного навантаження системи централізованого електропостачання.

(охорона навколишнього середовища; поліпшення й оздоровлення умов праці, удосконалення структури керування)

Від організації:
 Головний інженер ТОВ «Енергоінвест»


 Рудський О.Л.



ЗАТВЕРДЖУЮ:

Перший проректор з науково-педагогічної роботи по організації навчального процесу та його науково-методичного забезпечення Вінницького національного технічного університету
 _____ д.т.н., проф. Васілевський О.М.
 "18" "03" 2018 р.

А К Т

впровадження результатів дисертаційної роботи

Комара Вячеслава Олександровича

на тему "Оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії"
 у навчальний процес

Члени комісії у складі декана факультету електроенергетики та електромеханіки, професора Леонтєва В.О., заступника директора з навчально-методичної роботи, доцента Бурикїна О.Б., завідувача кафедри «Електричні станції та системи», професора Лежнюка П.Д. склали цей акт про те, що у Вінницькому національному технічному університеті для виконання курсових та дипломних робіт для студентів спеціальностей 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», а також для вивчення дисциплін «Математичні задачі електроенергетики», «Електричні системи та мережі» та «Локальні електричні системи» впроваджено такі результати, розроблені Комаром В.О.:

– метод визначення балансової надійності локальної електричної системи, що ґрунтується на врахуванні нестабільності генерування відновлюваних джерел енергії;

– метод визначення відповідності втрат активної потужності поточного режиму економічному, який визначається виходячи з принципу найменшої дії;

– методи оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії як по відношенню до конкретного споживача, так і інтегрально по локальній електричній системі;

– метод визначення оптимальних встановленої потужності та точки приєднання ВДЕ до мереж, що дозволяє забезпечити покращання якості функціонування електричних мереж;

– вдосконалені програмні засоби аналізу режимів та оптимізації потоків потужності й рівнів напруги в електричних мережах з розосередженими джерелами енергії.

Декан ФЕЕЕМ

Заступник декана ФЕЕЕМ

Завідувач кафедри ЕСС

Леонтєв В.О.

Бурикін О.Б.

Лежнюк П.Д.

ДОДАТОК 3

Список публікацій здобувача за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації

Монографії:

[1] Лежнюк П. Д., Комар В. О. Оцінка якості оптимального керування критеріальним методом: монографія. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2006. 108 с.

[2] Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Підвищення якості електропостачання шляхом розбудови відновлюваних джерел електроенергії: монографія. Луцьк: Видавництво Луцького НТУ, 2015. 136 с.

Статті у наукових фахових виданнях України:

[3] Комар В. О., Писклярова А. В. Формування закону управління з врахуванням якості функціонування системи. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2006. №6. С.152 – 156.

[4] Лежнюк П. Д., Комар В. О., Ілюхін М. О. Комп'ютерне моделювання процесу поширення вищих гармонік в електричних мережах. *Вісник Приазовського державного технічного університету*. 2008. № 18. Ч2. С. 47 – 50.

[5] Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравцов К. І. Критерій оцінки якості функціонування розподільних мереж. *Електронний журнал «Наукові праці ВНТУ»*. 2008. №3. С. 1 – 7. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/72/71>.

[6] Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Комар В. О. Кількісна оцінка якості функціонування розподільної електричної мережі за допомогою критеріальної моделі. *Електронний журнал «Наукові праці ВНТУ»*. 2008. №4. С. 1 – 7. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/91/90>.

[7] Лежнюк П. Д., Комар В. О., Лесько В. О., Поліщук А. Л. Врахування якості функціонування розподільних систем під час їх реконструкції. *Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету*. 2009. Вип. 3/2009(56). ч. 1. С. 172 – 175.

[8] Комар В. О., Поліщук А. Л. Критеріальне моделювання якості функціонування розподільних мереж. *Вісник Нац. ун-ту “Львівська політехніка” Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2009. № 637. С. 35 – 39.

[9] Назаров В. В., Комар В. О., Магас Т. Є. Оцінка якості функціонування розподільних електричних мереж з використанням критеріального моделювання. *Електронний журнал «Наукові праці ВНТУ»*. 2010. №2. С. 1 – 6. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/204/202>.

[10] Комар В. О., Петрушенко Ю. В. Комплексна оцінка місць секціонування розподільної електричної мережі. *Технічна електродинаміка. тем. вип. “Проблеми сучасної електротехніки”*. Київ. 2010. ч. 1. С. 67 – 70.

[11] Комар В. О., Поліщук А. Л. Узагальнена техніко-економічна оцінка ефективності реконструкції розподільних електричних мереж. *Вісник Нац. ун-ту “Львівська політехніка” Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2010. № 666. С. 47 – 52.

[12] Лежнюк П. Д., Комар В. О. Врахування показника якості функціонування під час реконструкції розподільних електричних мереж. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Технічні науки*. 2010. Вип. 101. С. 6 – 8.

[13] Комар В. О., Вишневецький С. Я., Кузьмик О. В. Використання показника якості функціонування при оцінюванні місць розмикання розподільної електричної мережі. *Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія “Електротехніка і енергетика”*. 2011. № 11 (186). С. 182 – 185.

[14] Лежнюк П. Д., В.О. Комар, В. О. Лесько, О. В. Кузьмик Оптимізація режимів розподільних електричних мереж в умовах зростання частки розосередженого генерування. *Вісник харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка*. 2012. №129. С.29 – 31.

[15] Комар В.О., Остра Н. В., Кузьмик О. В., Гуцол С. В. Оцінка впливу розосередженого генерування на режим розподільних електричних мереж.

Наукові праці Донецького національного технічного університету. 2013. №1(14). С. 104 – 107.

[16] Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Оцінювання впливу на якість функціонування локальної електричної системи відновлюваних джерел електроенергії. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка*. Вип. 141 «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». 2013. С. 8 – 10.

[17] Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Оцінювання впливу джерел відновлюваної енергії на забезпечення балансової надійності в електричній мережі. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2013. №6. С.45 – 47.

[18] Лежнюк П. Д., Комар В. О., Петрушенко О. Ю. Узагальнений критерій оцінки якості функціонування автоматичної системи керування з SMART Grid. *Оптоелектронні інформаційно-енергетичні технології*. 2013. №1 (25). С. 12 – 16.

[19] Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Определение оптимальной установленной мощности возобновляемых источников энергии в распределительной сети по критерию минимума потерь активной мощности. *Наукові праці Донецького національного технічного університету Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2014. №1(16). С. 130 – 135.

[20] Лежнюк П.Д., Комар В. О. Використання засобів кваліметрії для аналізу якості систем електропостачання з розосередженим генеруванням. *Наукові праці Донецького національного технічного університету Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2015. №1(17). С. 111 – 116.

[21] Лежнюк П.Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Оцінювання стабільності генерування сонячних електростанцій в задачі забезпечення балансової надійності. *Електронний журнал «Наукові праці ВНТУ»*. 2016. №2. С. 1 – 8. URL: <https://praci.vntu.edu.ua/index.php/praci/article/view/471/469>.

[22] Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Оцінювання імовірнісних характеристик генерування сонячних електростанцій в задачі інтелектуалізації локальних електричних систем. *Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Нові рішення в*

сучасних технологіях. – Харків: НТУ «ХП». 2016. №18 (1190). С. 92 – 100.
DOI:10.20998/2413-4295.2016.18.14

[23] Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Врахування нестабільності генерування енергії відновлюваними джерелами в задачі вирівнювання добового графіка електричних навантажень. *Вісник Харківського Національного Технічного Університету Сільського Господарства Імені Петра Василенка. Технічні науки. "Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України"*. – Харків: ХНТУСГ, 2016. Випуск 176. С.15 – 18.

[24] Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності локальної електричної системи. *Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут». Серія «Нові рішення в сучасних технологіях»*. 2016. №42. С. 69 – 75.

[25] Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та електричного навантаження в локальній електричній системі. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. 2016. №2(5). С. 30 – 37.

Статті у наукових фахових виданнях, які входять до міжнародних наукометричних баз:

[26] Комар В.О., Ковальчук О. А., Кузьмик О. В. Вплив розосередженого генерування на якість функціонування розподільних електричних мереж. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 2 С. 34 – 35. (**Scopus**)

[27] Lezhnyuk P., Buslavets O., Komar V. Impact of renewable sources of energy on the level of active power losses in distribution networks. *2016 2nd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*. 2016. P. 73 – 78. (**Scopus**)

[28] Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та навантаження засобами морфометричного аналізу. *Wspolpraca Europejska European Cooperation*. – Warszawa. 2016. №9 (16). P. 26 – 35 (**Index Copernicus**)

[29] Rubanenko L. O., Komar V. O., Petrushenko O. Y., Smolarz A., Smailova S., Imanbekova U. Determination of similarity criteria in optimization tasks by means of neuro-fuzzy modelling. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2017. R. 93, nr 3. P. 93 – 96. DOI 10.15199/48.2017.03.22 (**Scopus**)

[30] Petro Lezhniuk, Vyacheslav Komar, Sergiy Kravchuk, Dmytro Sobchuk Mathematical modeling of operation quality of electric grid with renewable sources of electric energy. (*MEES*), *2017 IEEE International conference on modern electrical and energy systems*. P. 324 – 327 (**Scopus**)

[31] Lezhnyuk P., Komar V., Kravchuk S., Nanaka O. Providing fixed level of electric energy supply quality in conditions of renovation of power distribution electrical networks with renewable energy sources *Electrical and Computer Engineering (UKRCON), 2017 IEEE First Ukraine Conference* P. 379 – 383 DOI: 10.1109/UKRCON.2017.8100514 (**Scopus**)

Статті в інших наукових періодичних виданнях:

[32] Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кулик В. В. Вплив відновлюваних джерел енергії на функціонування розподільних електричних мереж. *Енергетика та електрифікація*. 2015. №1. С. 8 – 12.

[33] Кулик В. В., Комар В. О., Бурикін О. Б. Техніко-економічне обґрунтування реконструкції електричних мереж з переведенням напруги 10 кВ на напругу 20 кВ на прикладі Південного РЕМ ПАТ «Одесаобленерго». *Енергетика та електрифікація*. 2016. №4-5. С. 81 – 86.

Статті в науковому періодичному виданні іншої держави:

[34] Лежнюк П.Д., Комар В. О. Математическое моделирование показателя качества функционирования электрической сети при оптимизации ее схемы. *Труды Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева*. 2012. № 3(96). С. 202 – 208.

[35] Lezhnyuk P.D., Komar V. O., Petrushenko O. Yu. Criterial modeling of Markov processes in the problems of automatic control systems functioning quality evaluation. *Nauka i Studia*. 2014. №3(113). P. 42 – 48.

[36] Lezhniuk P. D., Komar V. O., Sobchuk D. S. Method for Determination of Optimal Installed Capacity of Renewable Sources of Energy by the Criterion of Minimum Losses of Active Power in Distribution System. *Energy and Power Engineering, (Scientific Research Publishing Inc.)* 2014. №6. P. 37 – 46.

[37] Lezhnyuk P. D., Komar V. O., Kravchuk S.V., Ngoma Jean-Pierre. Assessment Stability Generation of Solar Power Plants in the Problems of Providing Balance Reliability. *Sciences of Europe (Praha, Czech Republic)* . 2016. Vol. 4, №9. P. 90 – 96.

[38] Lezhniuk Petro D., Komar Vyacheslav O., Sobchuk Dmytro S., Teptia Vira V., Gryniewicz-Jaworska Michalina. Integral index of operation quality for evaluation of impact of distributive generation sources on electric network modes. *Advances in Science and Technology Research Journal*. June 2017. Volume 11. Issue 2. P. 65 – 71 DOI: 10.12913/22998624/70760

Публікації в матеріалах міжнародних конференцій:

[39] Лежнюк П. Д., Комар В. О., Поліщук А. Л. Оцінка якості функціонування розподільної електричної мережі за критеріальною моделлю. *Матеріали міжнародної науково-технічної інтернет-конференції. "Новейшие технологии в электроэнергетике"*. (Харків, 25-27 березня 2009). Харків. 2009. С.51 – 52.

[40] Комар В. О., Кузьмик О. В. Дослідження впливу відновлюваних джерел електричної енергії на режим роботи розподільних електричних мереж. *V Міжнародна науково-технічна конференція "Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах"*. (Луцьк, 24-26 червня 2014). Луцьк–Шацікі озера. 2014. С. 116 – 117.

[41] Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Комар В. О., Кравчук С. В. Оцінювання балансової надійності в мережах з сонячними електричними станціями шляхом аналізу імовірнісних характеристик генерування. *Матеріали XVII міжнародної науково-практичної конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті»*. (Київ, 29-30 вересня 2016). Київ. 2016. С. 300 – 304.

[42] Комар В. О., Лесько В. О. Балансова надійність електричних систем і вплив на неї відновлюваних джерел енергії. *Збірник доповідей. Міжнародна науково-технічна конференція «Екологічна безпека та відновлювані джерела енергії»*. (Вінниця, 24-25 травня 2017). Вінниця. 2017. С. 98 – 101.

[43] Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Комар В. О., Кравчук С. В. Математичне моделювання регулювання реактивної потужності фотоелектричними станціями. *Матеріали XIX міжнародної науково-технічна конференція «Відновлювана енергетика на енергоефективність XXI століття»*. (Київ, 26-28 вересня 2018). Київ. 2018. С. 273 – 277.

[44] Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Фотоелектричні станції як елемент енергоефективного електропостачання. *Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції «Цілі сталого розвитку третього тисячоліття: виклики для університетів наук про життя»*. (Київ, 23-25 травня 2018). Київ. 2018. С. 17 – 19.

Охоронні документи щодо захисту авторського права на розроблені програмні засоби та корисні моделі:

[45] Комп'ютерна програма «Програмний комплекс аналізу чутливості та оптимізації втрат потужності в електричних мережах енергосистем» («АЧП») / [П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, К. І. Кравцов, О. Б. Бурикін, В. О. Комар] // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №35590. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

[46] Комп'ютерна програма «Програмний комплекс розрахунку втрат потужності і електроенергії в розподільних електричних мережах 110(35)-10(6)-0,4 кВ та розробки заходів щодо їх зменшення – Втрати» («Втрати») / [П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, К. І. Кравцов, О. Б. Бурикін, В. О. Комар] // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №34106. Державний департамент інтелектуальної власності МОН України, Відділ з питань авторського права і суміжних прав. – 2010.

[47] Комп'ютерна програма «Морфометрія графіка електричних навантажень» / [Лежнюк П.Д., Комар В.О., Кравчук С.В.] // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір №69917. Державна служба інтелектуальної власності України. 19.01.2017

[48] Спосіб оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням: пат. 111395 Україна: МПК (2006.01) Н 02 J 3/24, G 01 R 31/00; № u 201604575; заявл. 25.04.2016 ; опубл. 10.11.2016, Бюл. № 21 / Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Сікорська О. В., Комар В. О.; заявник та патентовласник Вінницький національний технічний університет.

Апробація результатів дисертації.

- «Проблеми і перспективи розвитку енергозбереження комунального господарства і промислових підприємств» (м. Луцьк, 2012–2018 р.р.);
- «Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов», (м. Благовіщенськ 2013 р.);
- «Оптимальне керування енергоустановками (ОКЕУ)», (м. Вінниця 2013, 2015, 2017 р.р.);
- «Електричні мережі енергосистем з нетрадиційними і відновлюваними джерелами електроенергії» в плані семінарів Наукової ради з проблеми «Наукові основи електроенергетики» НАН України, (м. Вінниця 2014–2018 р.р.);
- «Відновлювальна енергетика та енергоефективність у ХХІ столітті» (м. Київ, 2014–2018 р.р.);
- «Контроль і управління в складних системах (м. Вінниця, 2014, 2016, 2018 р.р.);
- «Розподільчі мережі 0,4-35 кВ як складова частина локальних електроенергетичних систем майбутнього» (м. Хмельницький, 2016 р.);
- «Сучасні методи аналізу усталених режимів електричних мереж та стійкості електроенергетичних систем. Новітні досягнення у проведенні тренажерної підготовки оперативно-диспетчерського персоналу» (с.м.т. Славсько, 2017 р.);

- «Інтелектуальні енергетичні системи – ESS'17» (м. Київ, 2017 р.);
- IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON); «Проблеми сучасної електротехніки – 2018» (м. Київ, 2018 р.).