

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ОДЕСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ОДЕСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ЗУБАК ВІКТОР ВАЛЕРІЙОВИЧ

УДК 681.5:621.3

ДИСЕРТАЦІЯ

**МОДЕЛІ ТА МЕТОДИ АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ
БАЛАНСОМ ПОТУЖНОСТІ ТА ЧАСТОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ
СИСТЕМИ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЇЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗА УМОВ ДІЇ
ПРОЄКТНИХ ТА ПОЗАПРОЄКТНИХ ЗБУРЕНЬ**

Спеціальність 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології
Галузь знань 15 – Автоматизація та приладобудування

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

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

_____ В.В. Зубак

Науковий керівник Кривда В.І. кандидат технічних наук, доцент

Одеса - 2026

АНОТАЦІЯ

Зубак В. В. Моделі та методи автоматизованого управління балансом потужності та частоти електроенергетичної системи для підвищення її ефективності за умов дії проєктних та позапроєктних збурень. – Кваліфікаційна наукова робота на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 151 – автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології. – Національний університет «Одеська політехніка» МОН України, Одеса, 2026.

Дисертаційна робота присвячена підвищенню ефективності функціонування електроенергетичної системи за умов дії проєктних та позапроєктних збурень шляхом розроблення комплексної імітаційної та динамічної моделей, а також удосконалення методу автоматизованого структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти. Для досягнення цієї мети в роботі розроблено комплексну імітаційну модель електроенергетичної системи, яка складається зі структурної, об'єктно-орієнтованої, математичної, стохастичної та табличної моделей для формалізації елементів системи, інформаційних та фізичних потоків, зміни параметрів та станів елементів в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень. Удосконалено метод автоматизованого структурно-параметричного управління та розроблено динамічну модель управління балансом потужності і частоти в електроенергетичній системі в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень. Запропоновано метод оцінки ефективності поставки електричної енергії за різних режимів роботи системи.

У першому розділі «Аналіз існуючих методів, моделей та стратегій керування балансом потужності та частоти в електроенергетичній системі за умов дії проєктних та позапроєктних збурень» було зроблено наступне.

– Визначено процес управління активною генеруючою потужністю як об'єкт управління для вирішення задач забезпечення балансу потужності та частоти, так як зміна активної потужності безпосередньо впливає на відхилення частоти та порушення нормального режиму роботи електроенергетичної системи.

– Розглянуто існуючі моделі та методи регулювання частоти та потужності, а саме: первинне регулювання частоти за миттєвим відхиленням та вторинне регулювання частоти за інтегральним відхиленням. Встановлено, що регулювання потужності та частоти за миттєвим відхиленням характеризується швидкою реакцією та спрямоване на утримання частоти, однак при цьому зберігається її усталене залишкове відхилення. Регулювання потужності та частоти за інтегральним відхиленням поєднує швидку реакцію регулювання за миттєвим відхиленням та формує додатковий керуючий вплив, пропорційний накопиченому в часі відхиленню частоти, що забезпечує усунення усталеного залишкового відхилення частоти.

– Встановлено, що управління топологією структури електроенергетичної системи виконується переважно оперативним персоналом відповідно до команд диспетчера, що свідчить про відсутність автоматизованого управління структурою системи та необхідність удосконалення існуючих методів параметричного управління. Автоматизована система керування балансом потужності та частоти повинна забезпечувати як параметричне регулювання, так і структурне управління топологією електроенергетичної системи в залежності від величини збурення. Це зумовлює необхідність формалізації вибору найкращої структури електроенергетичної системи на основі функціоналу критерію якості.

– Розглянуто існуючі види моделей для можливості дослідження роботи електроенергетичної системи. Встановлено необхідність розроблення комплексної імітаційної моделі електроенергетичної системи, яка поєднує об'єктно-орієнтовану, математичну, стохастичну, табличну та структурну модель для формалізації об'єктів системи, інформаційних та фізичних потоків між ними із застосуванням інформаційних технологій, оцінки стану елементів та визначення надійності енергетичного обладнання в умовах дії проєктних та позапроєктних збурень.

– Проаналізовано вплив проєктних та позапроєктних збурень та їх наслідків у світовій практиці.

У другому розділі «Комплексна імітаційна модель та моделювання електроенергетичної системи» отримано наступні результати.

– Розроблено комплексну імітаційну модель на основі п'яти видів моделей, а саме: структурної, об'єктно-орієнтованої, стохастичної, математичної та табличної моделей, що забезпечило можливість завдяки інформаційним технологіям формалізувати елементи системи, інформаційні та фізичні потоки, зміну параметрів і станів елементів, а також виконати імітаційне моделювання електроенергетичної системи в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень. На основі об'єктно-орієнтованого аналізу було визначено основні об'єкти електроенергетичної системи, як абстракції предметів реального світу, їхні атрибути та зв'язки. За допомогою математичного моделювання виконано опис об'єктів, що характеризують режим роботи системи на основі фізичних величин активної та реактивної потужностей, напруги, втрат активної потужності та втрат напруги. Фізико-математична модель забезпечила поєднання параметрів елементів та процесів зміни активної потужності, частоти та напруги. Стохастична модель забезпечила врахування ймовірнісного характеру відмов елементів, що надало можливість оцінити надійність енергетичного обладнання та електроенергетичної системи в умовах дії проєктних та позапроєктних збурень. За допомогою табличної моделі зафіксовано параметри, розрахункові показники та стани елементів для подальшого розрахунку режиму роботи електроенергетичної системи. Структурна модель забезпечила синтез системи комплексного опису енергосистеми шляхом інтеграції об'єктно-орієнтованої, стохастичної, математичної та табличної моделей в єдину комплексну імітаційну модель, що дало можливість виконати імітаційне моделювання, формалізувати елементи системи, інформаційні та фізичні потоки, зміну їх параметрів і станів, для подальшого аналізу режиму роботи електроенергетичної системи та управління балансом потужності та частоти.

У третьому розділі «Модель та метод автоматизованого управління балансом потужності та частоти електроенергетичної системи за умов дії проєктних та позапроєктних збурень» виконано наступне.

– Удосконалено метод автоматизованого структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень. Удосконалення методу виконано шляхом синтезу системи,

що поєднує параметричне управління балансом потужності та частоти зі структурним управлінням топологією електроенергетичної системи, що забезпечило формування єдиного методу автоматизованого структурно-параметричного управління. Запропонована система керування забезпечує аналіз відхилення частоти від номінального значення та перевірку балансу активної потужності в електроенергетичній системі. У разі профіциту активної потужності формується керуючий вплив на зменшення генерації електричної енергії. У протилежному випадку автоматизована система керування виконує перевірку наявного резерву активної потужності, і за умови його наявності в достатній кількості формується керуючий вплив на збільшення генерації електричної енергії. У разі відсутності резерву активної потужності система керування забезпечує перехід до структурного управління топологією електроенергетичної системи шляхом логіко-аналітичного перебору можливих варіантів її структури. Стратегія керування балансом потужності та частоти визначається в залежності від величини збурення та наявності резерву потужності. Вибір найкращої структури системи забезпечується на основі функціоналу критерію якості, який враховує функціональні показники спроможності елементів та технічний показник якості їх функціонування. Удосконалений метод структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти забезпечує автоматичний пошук найкращої стратегії керування щодо регулювання або зміни структури електроенергетичної системи залежно від дії проєктних та позапроєктних збурень.

— Розроблено динамічну модель управління балансом потужності та частоти електроенергетичної системи в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень. Динамічна модель електроенергетичної системи розроблена в середовищі MATLAB Simulink (№13709940) шляхом поєднання фізико-математичних моделей її основних елементів, а саме: генеруючої станції, трансформаторної підстанції, лінії електропередачі та споживача з урахуванням контурів первинного та вторинного регулювання потужності. Динамічна модель дала можливість проаналізувати реакцію первинного та вторинного регулювання потужності в результаті дії проєктних

збурень та оцінити вплив зміни структури системи на баланс потужності та частоти в результаті дії позапроектних збурень.

– У четвертому розділі «Результати імітаційного моделювання автоматизованого управління балансом потужності та частоти електроенергетичної системи в результаті дії проектних та позапроектних збурень» досягнуто мету дисертаційного дослідження, а саме:

– Запропоновано метод оцінки ефективності поставки електричної енергії за узагальненим критерієм згортки частинних критеріїв. Узагальнений критерій згортки сформовано на основі трьох частинних критеріїв, що характеризують об'єм, якість та ефективність поставки електричної енергії з урахуванням можливості її купівлі та продажу за банківською системою у разі дефіциту або надлишку. Критерії ефективності поставки електричної енергії оцінюються на основі методу згортки частинних критеріїв з відстанню до ідеальної точки за нормою L_2 , де частинні критерії прийнято рівнозначними, а за ідеальну точку прийнято фіктивну точку в евклідовому просторі, в якій кожен критерій набуває свого екстремуму. Це дало можливість перейти від окремого аналізу критерію об'єму, критерію якості та критерію ефективності поставки електричної енергії до формування єдиного узагальненого критерію, за допомогою якого виконується оцінка ефективності поставки електричної енергії для різних режимів роботи електроенергетичної системи.

– Проведено моделювання автоматизованого структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти в результаті дії проектних та позапроектних збурень. Математичне моделювання виконано в середовищі MATLAB Simulink (№13709940) на основі розробленої динамічної моделі електроенергетичної системи для чотирьох режимів роботи, що відображають роботу параметричного регулювання потужності та частоти при дії проектних збурень та зміну структури системи в результаті дії позапроектних збурень. Отримані результати підтвердили працездатність запропонованого автоматизованого структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти в електроенергетичній системі.

Ключові слова: математичне моделювання, електрична енергія, надійність енергетичного обладнання, імітаційне моделювання, автоматизована система

керування, регулювання потужності, фізико-математична модель, критерії ефективності, синтез систем, система керування, функціонал критерію якості, стратегія керування, Simulink, моделювання, динамічна модель.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації:

1. Кривда, В. І., Рудницький, В. Г., Суворов, В. О. & Зубак, В. В. (2022). Підвищення ефективності роботи сонячних панелей при використанні MPPT-контролера. Електротехнічні та комп'ютерні системи, 36(112), 6–17. DOI: <https://doi.org/10.15276/eltecs.36.112.2022.04>. (Реєстр наукових фахових видань України, категорія «Б»).

2. Kryvda, V., Suvorov, V. & Zubak, V. (2023). Modeling and method for assessing the efficiency of the power system. Herald of Advanced Information Technology, 6(3), 240–249. DOI: <https://doi.org/10.15276/hait.06.2023.16>. (SCOPUS).

3. Суворов, В. О. & Зубак, В. В. (2023). Модель для моніторингу та оцінки ефективності електроенергетичної системи країни. Електротехнічні та комп'ютерні системи, 38(114), 15–21.

DOI: <https://doi.org/10.15276/eltecs.38.114.2023.2>. (Реєстр наукових фахових видань України, категорія «Б»).

4. Babych, S., Kryvda, V., Zhanko, K., Zubak, V. & Suvorov, V. (2023). Development of models and methods for automated control of heat supply system with optimization of technical means structure, Energy Engineering and Control Systems, 9(2), 119–130. DOI: <https://doi.org/10.23939/jeecs2023.02.119>. (Реєстр наукових фахових видань України, категорія «Б»).

5. Кривда, В. І., Зубак, В. В. & Максимов, М. М. (2024). Модель збереження працездатності електроенергетичної системи за умови її небалансу. Електротехнічні та комп'ютерні системи, 40(116), 13–24.

DOI: <https://doi.org/10.15276/eltecs.40.116.2024.2>. (Реєстр наукових фахових видань України, категорія «Б»).

6. Kryvda, V., Maksymov, M., Zubak, V., Ivaneiev, A. & Ryaboshapka, R. (2024). Development of the model and improvement of the method of automated control of steam turbine parameters to minimize the power imbalance in the energy system to increase its

efficiency. *Technology Audit and Production Reserves*, 5, 1(79), 19–29. DOI: <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2024.314219>. (SCOPUS).

7. Zubak, V., Kipriianov, I. & Filippov, Y. (2024). Model of automated control of the electric power system to ensure reliability and efficiency of power supply in the event of disturbances and imbalances. *Proceedings of Odessa Polytechnic University*, 2(70), 108–122. DOI: <https://doi.org/10.15276/opu.2.70.2024.13>. (Реєстр наукових фахових видань України, категорія «Б»).

Опубліковані праці апробаційного характеру:

8. Панін, В., Зубак, В., Белоусов, В., & Кіпріанов, І. (2023). Технологічні основи автоматизованого керування властивостями ядерного палива. *Grail of Science*, (32), 158–165. DOI: <https://doi.org/10.36074/grail-of-science.13.10.2023.028>.

9. Зубак, В. (2026). Інформаційна модель електроенергетичної системи на базі об'єктно-орієнтованого аналізу. *International Experience in Scientific Research*, Чикаго, США, 160–164.

URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/03/INTERNATIONAL-EXPERIENCE-IN-SCIENTIFIC-RESEARCH-19-21.03.26.pdf>.

10. Зубак, В. (2026). Збереження працездатності електроенергетичної системи в результаті дії збурень та умов небалансу. *Science And Education: Synergy Of Innovation*, Берлін, Німеччина, 169–175. URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/03/SCIENCE-AND-EDUCATION-SYNERGY-OF-INNOVATION-23-25.03.26.pdf>.

11. Зубак, В. (2026). Розробка математичної моделі регулювання потужності та частоти в електроенергетичній системі. *Innovations Of Modern Science And Education*, Ванкувер, Канада, 138–143. URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/03/INNOVATIONS-OF-MODERN-SCIENCE-AND-EDUCATION-26-28.03.26.pdf>.

12. Зубак, В. & Кривда, В. (2026). Розроблення комплексної імітаційної моделі електроенергетичної системи. *Innovation And Development In World Science*, Цюрих, Швейцарія, 199–204. URL: <https://conf-sci.com/wp-content/uploads/2026/03/INNOVATION-AND-DEVELOPMENT-IN-WORLD-SCIENCE-26-28.03.26.pdf>.

content/uploads/2026/03/INNOVATION-AND-DEVELOPMENT-IN-WORLD-SCIENCE-29-31.03.26.pdf.

13. Зубак, В. & Кривда, В. (2026). Удосконалення методу автоматичного структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти ЕЕС в умовах проєктних та позапроєктних збурень. Science, Technology And Global Challenges, Токіо, Японія, 202–207. URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/04/SCIENCE-TECHNOLOGY-AND-GLOBAL-CHALLENGES-2-4.04.26.pdf>.

14. Зубак, В. & Кривда, В. (2026). Розроблення динамічної моделі ЕЕС для управління балансу потужності та частоти в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень. European Science And Innovation Congress, Барселона, Іспанія, 171–179.

URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/04/EUROPEAN-SCIENCE-AND-INNOVATION-CONGRESS-6-8.04.26.pdf>.

15. Зубак, В. & Кривда, В. (2026). Розроблення методу оцінки ефективності поставки електричної енергії за узагальненим критерієм згортки. Modern Science: Trends, Challenges, Solutions, Ліверпуль, Великобританія, 128–137. URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/04/MODERN-SCIENCE-TRENDS-CHALLENGES-SOLUTIONS-9-11.04.26.pdf>.

ABSTRACT

Zubak V. V. Models and methods of automated control of the power and frequency balance of the electric power system to increase its efficiency under the conditions of design and off-design disturbances. – Qualification scientific work in the form of a manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in specialty 151 – Automation and Computer-Integrated Technologies. – National University "Odesa Polytechnic" Ministry of Education and Science of Ukraine, Odesa, 2026.

The dissertation is devoted to increasing the efficiency of the functioning of the electric power system under the conditions of design and off-design disturbances by developing complex simulation and dynamic models, as well as improving the method of automated structural-parametric control of the power and frequency balance. To achieve this goal, the work has developed a comprehensive simulation model of the electric power system, which consists of structural, object-oriented, mathematical, stochastic and tabular models for formalizing system elements, information and physical flows, changes in parameters and states of elements as a result of the action of design and non-design disturbances. The method of automated structural-parametric control has been improved and a dynamic model of power and frequency balance control in the electric power system as a result of the action of design and non-design disturbances has been developed. A method for assessing the efficiency of electrical energy supply under different system operating modes has been proposed.

Chapter 1, "Analysis of existing methods, models and control strategies for power and frequency balance in the electric power system under design-basis and beyond-design disturbances", the following was carried out", the following was done.

- The process of controlling active generating power has been defined as a control object for solving the problems of ensuring the balance of power and frequency, since a change in active power directly affects the frequency deviation and disruption of the normal operation of the electric power system.

- Existing models and methods of frequency and power control are considered, namely: primary frequency control by instantaneous deviation and secondary frequency

control by integral deviation. It is established that power regulation and frequency regulation by instantaneous deviation is characterized by a fast response and is aimed at maintaining the frequency, however, its stable residual deviation is preserved. Power regulation and frequency regulation by integral deviation combines the fast response of control by instantaneous deviation and forms an additional control effect proportional to the accumulated frequency deviation over time, which ensures the elimination of the stable residual frequency deviation.

- It has been established that the management of the topology of the power system structure is performed mainly by operational personnel in accordance with the dispatcher's commands, which indicates the lack of automated management of the system structure and the need to improve existing parametric control methods. The automated control system for power and frequency balance management system should provide both parametric regulation and structural management of the topology of the power system depending on the magnitude of the disturbance. This necessitates the formalization of the choice of the best power system structure based on the quality criterion functionality.

- Existing types of models for the possibility of studying the operation of the electric power system are considered. The need to develop a comprehensive simulation model of the electric power system is established, which combines object-oriented, mathematical, stochastic, tabular and structural models for formalizing system objects, information and physical flows between them with the use of information technologies, assessing the state of elements and determining energy equipment reliability under the influence of design and non-design disturbances.

- The impact of design and non-design disturbances and their consequences in world practice were analyzed;

Chapter 2, " Comprehensive simulation model and modeling of the electric power system " the following results were obtained.

- A comprehensive simulation model was developed based on five types of models, namely: structural, object-oriented, stochastic, mathematical and tabular models, which provided the opportunity, thanks to information technologies, to formalize system elements, information and physical flows, changes in parameters and states of elements, as well as to

perform simulation modelling of the electric power system as a result of the action of design and non-design disturbances. Based on object-oriented analysis, the main objects of the electric power system were determined as abstractions of real-world objects, their attributes and relationships. Using mathematical modeling, a description of objects characterizing the system operation mode was performed based on the physical quantities of active and reactive power, voltage, active power losses and voltage losses. The physical and mathematical model provided a combination of element parameters and processes of change in active power, frequency and voltage. The stochastic model provided consideration of the probabilistic nature of element failures, which made it possible to assess energy equipment reliability and the power system under the conditions of design and non-design disturbances. Using the tabular model, parameters, calculated indicators and states of elements were recorded for further calculation of the power system operating mode. The structural model ensured system synthesis of a system for a comprehensive description of the power system by integrating object-oriented, stochastic, mathematical and tabular models into a single comprehensive simulation model, which made it possible to perform simulation modelling, formalize system elements, information and physical flows, changes in their parameters and states, for further analysis of the power system operating mode and power and frequency balance management.

Chapter 3, "Model and method of automated control of the power and frequency balance of the electric power system under the influence of design and off-design disturbances" provides the following results.

- The method of automated structural-parametric control of the power and frequency balance as a result of the action of design and non-design disturbances has been improved. The method has been improved by system synthesis that combines parametric control of the power and frequency balance with structural control of the topology of the electric power system, which ensured the formation of a single method of automated structural-parametric control. The proposed control system provides analysis of the frequency deviation from the nominal value and verification of the active power balance in the electric power system. In the case of a surplus of active power, a control effect is formed to reduce the generation of electrical energy. In the opposite case, the automated control system performs a check of

the available active power reserve, and provided that it is available in sufficient quantities, a control effect is formed to increase the generation of electrical energy. In the absence of an active power reserve, the control system provides a transition to structural control of the topology of the electric power system by logical-analytical search of possible variants of its structure. The power and frequency balance control strategy is determined depending on the magnitude of the disturbance and the availability of a power reserve. The choice of the best system structure is ensured based on the quality criterion functionality, which takes into account the functional indicators of the elements' capacity and the technical indicator of the quality of their functioning. The improved method of structural-parametric power and frequency balance control provides an automatic search for the best control strategy for regulating or changing the structure of the electric power system depending on the action of design and non-design disturbances.

- A dynamic model of power and frequency balance management of the electric power system as a result of the action of design and non-design disturbances has been developed. The dynamic model of the electric power system was developed in the MATLAB Simulink environment (№13709940) by combining physical and mathematical models of its main elements, namely: a generating station, a transformer substation, a power transmission line and a consumer, taking into account the primary and secondary power regulation loops. The dynamic model made it possible to analyze the response of primary and secondary power regulation as a result of the action of design disturbances and to assess the impact of changes in the system structure on the power and frequency balance as a result of the action of non-design disturbances.

In Chapter 4, "Results of simulation modelling of automated power and frequency balance control of the electric power system as a result of design and off-design disturbances" the objective of the dissertation was achieved, namely.

- A method for assessing the efficiency of electrical energy supply using a generalized criterion of convolution of partial criteria is proposed. The generalized convolution criterion is formed on the basis of three partial criteria that characterize the volume, quality and efficiency of electrical energy supply, taking into account the possibility of its purchase and sale through the banking system in the event of a deficit or surplus. The efficiency criteria

of electrical energy are assessed on the basis of the method of convolution of partial criteria with a distance to the ideal point according to the L_2 norm, where the partial criteria are assumed to be equivalent, and the ideal point is assumed to be a fictitious point in Euclidean space, in which each criterion acquires its extremum. This made it possible to move from a separate analysis of the volume criterion, the quality criterion and the efficiency criteria of electrical energy supply to the formation of a single generalized criterion, with the help of which the efficiency of electrical energy supply is assessed for different operating modes of the electric power system.

– Modeling of automated structural-parametric control of power and frequency balance as a result of design and off-design disturbances was carried out. Mathematical modeling was performed in the MATLAB Simulink environment (№13709940) based on the developed dynamic model of the electric power system for four operating modes, which reflect the operation of parametric power regulation and frequency regulation under the action of design disturbances and changes in the system structure as a result of the action of off-design disturbances. The results obtained confirmed the operability of the proposed automated structural-parametric control of power and frequency balance in the electric power system.

Keywords: mathematical modeling, electrical energy, energy equipment reliability, simulation modelling, automated control system, power regulation, physical and mathematical model, efficiency criteria, system synthesis, control system, quality criterion functionality, control strategy, Simulink, modeling, dynamic model.

LIST OF PUBLICATIONS OF THE ACQUIRER

Scientific works in which the main scientific results of the dissertation are published:

1. Kryvda, V., Rudnitsky, V., Suvorov, V. & Zubak, V. (2022). Improving the efficiency of solar panels when using MPPT-controller. *Electrotechnic and Computer Systems*, 36(112), 6–17. DOI: <https://doi.org/10.15276/eltecs.36.112.2022.04>. (Реєстр наукових фахових видань України, категорія «Б»).

2. Kryvda, V., Suvorov, V. & Zubak, V. (2023). Modeling and method for assessing the efficiency of the power system. *Herald of Advanced Information Technology*, 6(3), 240–249. DOI: <https://doi.org/10.15276/hait.06.2023.16>. (SCOPUS).

3. Suvorov, V. & Zubak, V. (2023). Model for monitoring and evaluation of the effectiveness of the electric power system of the country. *Electrotechnic and Computer Systems*, 38(114), 15–21.

DOI: <https://doi.org/10.15276/eltecs.38.114.2023.2>. (Реєстр наукових фахових видань України, категорія «Б»).

4. Babych, S., Kryvda, V., Zhanko, K., Zubak, V. & Suvorov, V. (2023). Development of models and methods for automated control of heat supply system with optimization of technical means structure, *Energy Engineering and Control Systems*, 9(2), 119–130. DOI: <https://doi.org/10.23939/jeecs2023.02.119>. (Реєстр наукових фахових видань України, категорія «Б»).

5. Kryvda, V., Zubak, V. & Maksymov, M. (2024). Model for maintaining the operability of the power system under conditions of its imbalance. *Electrical and Computer Systems*. 40(116), 13–24.

DOI: <https://doi.org/10.15276/eltecs.40.116.2024.2>. (Реєстр наукових фахових видань України, категорія «Б»).

6. Kryvda, V., Maksymov, M., Zubak, V., Ivaneiev, A. & Ryaboshapka, R. (2024). Development of the model and improvement of the method of automated control of steam turbine parameters to minimize the power imbalance in the energy system to increase its efficiency. *Technology Audit and Production Reserves*, 5, 1(79), 19–29. DOI: <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2024.314219>. (SCOPUS).

7. Zubak, V., Kipriianov, I. & Filippov, Y. (2024). Model of automated control of the electric power system to ensure reliability and efficiency of power supply in the event of disturbances and imbalances. *Proceedings of Odessa Polytechnic University*, 2(70), 108–122. DOI: <https://doi.org/10.15276/opu.2.70.2024.13>. (Реєстр наукових фахових видань України, категорія «Б»).

Publications of an approbatory nature:

8. Panin, V., Zubak, V., Belousov, V., & Kipriyanov, I. (2023). Technological foundations of automated control of nuclear fuel properties. *Grail of Science*, (32), 158–165. DOI: <https://doi.org/10.36074/grail-of-science.13.10.2023.028>.

9. Zubak, V. (2026). Information model of the electric power system based on object-oriented analysis. *International Experience in Scientific Research*, Chicago, USA, 160–164. URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/03/INTERNATIONAL-EXPERIENCE-IN-SCIENTIFIC-RESEARCH-19-21.03.26.pdf>.

10. Zubak, V. (2026). Preservation of the operability of the electric power system as a result of the action of disturbances and imbalance conditions. *Science And Education: Synergy Of Innovation*, Berlin, Germany, 169–175. URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/03/SCIENCE-AND-EDUCATION-SYNERGY-OF-INNOVATION-23-25.03.26.pdf>.

11. Zubak, V. (2026). Development of a mathematical model of power and frequency control in the electric power system. *Innovations Of Modern Science And Education*, Vancouver, Canada, 138–143. URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/03/INNOVATIONS-OF-MODERN-SCIENCE-AND-EDUCATION-26-28.03.26.pdf>.

12. Zubak, V. & Kryvda, V. (2026). Development of a comprehensive simulation model of the electric power system. *Innovation And Development In World Science*, Zurich, Switzerland, 199–204.

URL: <https://conf-sci.com/wp-content/uploads/2026/03/INNOVATION-AND-DEVELOPMENT-IN-WORLD-SCIENCE-29-31.03.26.pdf>.

13. Zubak, V. & Kryvda, V. (2026). Improvement of the method of automatic structural-parametric control of the power and frequency balance of the electric power system under the conditions of design and non-design disturbances. *Science, Technology And Global Challenges*, Tokyo, Japan, 202–207. URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/04/SCIENCE-TECHNOLOGY-AND-GLOBAL-CHALLENGES-2-4.04.26.pdf>.

14. Zubak, V. & Kryvda, V. (2026). Development of a dynamic model of the electric power system for power and frequency balance control as a result of design and non-design disturbances. European Science And Innovation Congress, Barcelona, Spain, 171–179.

URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/04/EUROPEAN-SCIENCE-AND-INNOVATION-CONGRESS-6-8.04.26.pdf>.

15. Zubak, V. & Kryvda, V. (2026). Development of a method for assessing the efficiency of electricity supply using the generalized convolution criterion. Modern Science: Trends, Challenges, Solutions, Liverpool, UK, 128–137. URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/04/MODERN-SCIENCE-TRENDS-CHALLENGES-SOLUTIONS-9-11.04.26.pdf>.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	23
ВСТУП.....	24
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ, МОДЕЛЕЙ ТА СТРАТЕГІЙ КЕРУВАННЯ БАЛАНСОМ ПОТУЖНОСТІ ТА ЧАСТОТИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ ЗА УМОВ ДІЇ ПРОЄКТНИХ ТА ПОЗАПРОЄКТНИХ ЗБУРЕНЬ	31
1.1 Управління балансом потужності та частоти.....	31
1.1.1 Управління балансом потужності та частоти на різних рівнях електроенергетичної системи.	31
1.1.2 Процес управління активною генеруючою потужністю як об’єкт управління балансом потужності та частоти.....	33
1.1.3 Існуючі стратегії керування балансом потужності та частоти.....	34
1.2 Існуючі методи автоматичного регулювання потужності та частоти.	35
1.2.1 Статичний метод регулювання потужності та частоти.	35
1.2.2 Астатичний метод регулювання потужності та частоти.	38
1.2.3 Вимоги до регулювання потужності та частоти в об’єднаній електроенергетичній системі України.	41
1.3 Існуючі моделі автоматичного регулювання потужності та частоти.....	47
1.3.1 Модель автоматичного регулювання потужності та частоти за миттєвим відхиленням.	47
1.3.2 Модель автоматичного регулювання потужності та частоти за інтегральним відхиленням.	51
1.4 Існуючі методи синтезу систем керування та структур управління.....	54
1.4.1 Системний метод синтезу системи керування.....	54
1.4.2 Функціональний метод синтезу систем керування.	55
1.4.3 Ієрархічний метод синтезу системи керування.	55
1.4.4 Графовий метод синтезу системи керування.	56

1.4.5 Об'єктно–орієнтований аналіз як метод синтезу системи керування.	57
1.5 Існуючі види моделей необхідні для дослідження електроенергетичних систем.	58
1.5.1 Математична модель.	58
1.5.2 Стохастична модель.	59
1.5.3 Таблична модель.	60
1.5.4 Структурна модель.	61
1.6 Аналіз впливу проєктних та позапроєктних збурень на роботу електроенергетичної системи.	61
1.6.1 Проєктні збурення в електроенергетичній системі.	62
1.6.2 Позапроєктні збурення в електроенергетичній системі.	63
1.6.3 Аналіз проєктних і позапроєктних збурень та їх наслідків у світовій практиці.	63
1.7 Постановка завдання дослідження	65
РОЗДІЛ 2. КОМПЛЕКСНА ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ ТА МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ	67
2.1 Структура комплексної імітаційної моделі електроенергетичної системи.	68
2.2 Об'єктно-орієнтована модель електроенергетичної системи.	69
2.2.1 Інформаційна модель електроенергетичної системи.	70
2.2.2 Діаграми переходів в стани для об'єктів електроенергетичної системи.	78
2.3 Стохастична модель електроенергетичної системи.	100
2.4 Фізико-математична модель електроенергетичної системи.	105
2.4.1 Фізичні потоки електроенергетичної системи.	105
2.4.2 Фізико-математична модель генеруючої станції.	107
2.4.3 Фізико-математична модель лінії електропередачі.	108
2.4.4 Фізико-математична модель трансформаторної підстанції.	109
2.4.5 Фізико-математична модель навантаження.	112

2.5 Таблична модель електроенергетичної системи.....	112
РОЗДІЛ 3. МОДЕЛЬ ТА МЕТОД АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ БАЛАНСОМ ПОТУЖНОСТІ ТА ЧАСТОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ ЗА УМОВИ ДІЇ ПРОЄКТНИХ ТА ПОЗАПРОЄКТНИХ ЗБУРЕНЬ	115
3.1 Метод автоматизованого структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти електроенергетичної системи в результаті дії проектних та позапроектних збурень.....	115
3.2 Моделювання процесів в системі керування на основі діаграм потоків даних дій.....	122
3.3 Динамічна модель управління балансом потужності та частоти в електроенергетичній системі.	136
3.3.1 Математична модель генеруючої станції.	136
3.3.2 Математична модель лінії електропередачі.	140
3.3.3 Математична модель трансформаторної підстанції.....	141
3.3.4 Математична модель споживача електроенергетичної системи. .	141
3.3.5 Динамічна модель управління балансом потужності та частоти електроенергетичної системи.	142
РОЗДІЛ 4. РЕЗУЛЬТАТИ ІМІТАЦІЙНОГО МОДЕЛЮВАННЯ АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ БАЛАНСОМ ПОТУЖНОСТІ ТА ЧАСТОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ В РЕЗУЛЬТАТІ ДІЇ ПРОЄКТНИХ ТА ПОЗАПРОЄКТНИХ ЗБУРЕНЬ.....	146
4.1 Опис структури динамічної моделі електроенергетичної системи.	146
4.2 Результати моделювання структурно–параметричного автоматизованого управління балансом потужності та частоти електроенергетичної системи в результаті дії проектного збурення.	148
4.3 Результати моделювання структурно–параметричного автоматизованого управління балансом потужності та частоти електроенергетичної системи в результаті дії позапроектного збурення.....	157

4.4 Метод оцінки ефективності поставки електричної енергії за узагальненим критерієм згортки.	160
4.4.1 Метод оцінки ефективності поставки електричної енергії.	160
4.4.2 Оцінка ефективності поставки електричної енергії за узагальненим критерієм згортки для режимів роботи №1 – №4.	162
4.4.3 Результати оцінки ефективності поставки ЕЕ за узагальненим критерієм згортки для режимів роботи №1 – №4.	169
ВИСНОВКИ.....	173
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	177
ДОДАТОК А.....	191
ДОДАТОК Б	195

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АЕС – атомна електростанція
аРВЧ – автоматичний резерв відновлення частоти
АРЧ – автоматичне регулювання частоти
АРШ – автоматичний регулятор швидкості
АЧР – автоматичне частотне розвантаження
ВЕС – вітрова електростанція
ГАЕС – гідроакумулююча електростанція
ГЕС – гідроелектростанція
ДПДД – діаграма потоків даних дій
ДПС – діаграма переходів станів
ЕЕ – електрична енергія
ЕЕС – електроенергетична система
ЛЕП – лінія електропередачі
ОЕС – об'єднана електроенергетична система
ООА – об'єктно-орієнтований аналіз
ППЧ – процес підтримки частоти
ПС – підстанція
РВЧ – резерв відновлення частоти
РПЧ – резерв підтримки частоти
рРВЧ – ручний резерв відновлення частоти
РЗ – резерв заміщення
СЕС – сонячна електростанція
ТЕЦ – теплоелектроцентрально
ТЕС – теплова електростанція
ТПС – таблиця переходів у стани
УЗЕ – установки зберігання потужності

ВСТУП

Електроенергетична система (ЕЕС) є складною багаторівневою системою, у якій процес генерації, передавання, розподілу та споживання електричної енергії (ЕЕ) відбувається одночасно. Режим роботи ЕЕС залежить від балансу між активною потужністю генерації та споживання, який безпосередньо пов'язаний зі зміною частоти в системі [1]. Управління балансом потужності та частоти належить до основних задач, вирішення яких характеризує ефективність, надійність та якість електропостачання [2]. Особливість управління балансом потужності та частоти полягає в необхідності керування на різних рівнях системи, починаючи з локального регулювання окремої генеруючої установки до централізованого керування ЕЕС [3].

Ускладнення структури ЕЕС пов'язане з її активним розвитком, що включає збільшення кількості розосередженої генерації, зростання вимог до надійності енергетичного обладнання, якості електропостачання, стрімким збільшенням навантаження, а також необхідністю забезпечення вимог до стійкої роботи системи за умов дії проєктних та позапроєктних збурень. Існуючі методи регулювання потужності та частоти, забезпечуються дією первинного та вторинного регулювання і належать до параметричного управління режимом роботи ЕЕС, що обумовлене зміною активної потужності генерації. Такі методи регулювання, як правило, застосовуються в межах фіксованої топології ЕЕС та не враховують управління структурою системи в результаті дії позапроєктних збурень [4, 5].

Якщо дія проєктних збурень враховується на етапі проєктування ЕЕС і ліквідуються засобами автоматизованої системи керування, та дією протиаварійної автоматики, то позапроєктні збурення практично неможливо передбачити. Вони характеризуються різкою зміною балансу потужності та частоти внаслідок одночасної відмови декількох генеруючих установок, порушення систем зв'язку та передачі інформації, різкої зміни перетоків потужності, тощо. Дія позапроєктних збурень може призвести до тяжких наслідків, пов'язаних з каскадними відмовами елементів, лавиноподібного спаду частоти та втрати стійкості ЕЕС [6].

Отже, з однієї сторони виникає необхідність в підвищенні ефективності роботи ЕЕС в умовах дії проєктних та позапроєктних збурень, шляхом автоматичного управління балансом потужності та частоти, а з іншої сторони існуючих методів і моделей управління недостатньо, так як вони спрямовані на параметричне регулювання і не враховують автоматичного управління топологією системи.

У зв'язку з цим виникає необхідність у формуванні стратегії керування для можливості поєднання автоматизованого параметричного управління балансом потужності та частоти зі структурним управлінням топологією ЕЕС, що забезпечить синтез системи керування, завдяки поєднанню опису структури системи, зміну її параметрів і станів елементів з урахуванням інформаційних та фізичних потоків між ними в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень.

Розв'язання цієї задачі потребує розроблення комплексної імітаційної моделі ЕЕС із застосуванням інформаційних технологій з урахуванням інформаційних та фізичних потоків між елементами системи, опису їх параметрів, станів та показників надійності енергетичного обладнання в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень, удосконалення автоматизованого структурно-параметричного методу управління, розроблення динамічної моделі управління балансом потужності та частоти ЕЕС, а також розроблення методу оцінки ефективності поставки ЕЕ за різних режимів роботи ЕЕС.

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

Дисертаційна робота виконана відповідно до планів, затверджених Міністерством освіти і науки України, які виконано в Національному університеті «Одеська політехніка» і є складовою частиною держбюджетних НДР №228-55 за темою: «Аналіз надійності експлуатації електроенергетичної системи» (№ 0122U201192) та НДР № 253-47 за темою «Моделі та методи термодеструкції органічної сировини довільного складу за рахунок автоматичного керування подачі сировини» (№ 0124U004588).

Мета й завдання дослідження.

Метою дисертаційної роботи є підвищення ефективності функціонування електроенергетичної системи за умов дії проєктних та позапроєктних збурень шляхом

розроблення комплексної імітаційної та динамічної моделей, а також удосконалення методу автоматизованого структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти.

Реалізація цієї мети передбачила вирішення таких завдань:

- проаналізувати існуючі методи, моделі та стратегії керування балансом потужності та частоти в електроенергетичній системі за умов дії проєктних та позапроєктних збурень;

- розробити комплексну імітаційну модель електроенергетичної системи із застосуванням інформаційних технологій, яка складається зі структурної, об’єктно-орієнтованої, математичної, стохастичної та табличної моделей для формалізації елементів системи, інформаційних та фізичних потоків, зміни параметрів та станів елементів в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень;

- удосконалити метод автоматизованого структурно-параметричного управління та розробити динамічну модель управління балансом потужності та частоти електроенергетичної системи в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень;

- запропонувати метод оцінки ефективності поставки електричної енергії в електроенергетичній системі для різних режимів її роботи.

Об’єкт дослідження – процес управління активною генеруючою потужністю в електроенергетичній системі за умов дії проєктних та позапроєктних збурень.

Предмет дослідження – імітаційні моделі, математичні моделі, методи автоматичного керування активною потужністю та частотою в електроенергетичній системі.

Методи дослідження. Для проведення дисертаційного дослідження використано: об’єктно-орієнтований підхід для створення інформаційної моделі електроенергетичної системи, моделі станів та моделі процесів елементів системи, які використовуються для аналізу взаємодій між елементами їх станів та процесів, що в них відбуваються в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень; метод оцінки ефективності поставки електричної енергії на основі згортки частинних критеріїв в узагальнений критерій з відстанню до ідеальної точки; математичне моделювання

управління балансом потужності та частоти в електроенергетичній системі за допомогою середовища MATLAB Simulink (№13709940).

Наукова новизна отриманих результатів:

- розроблено комплексну імітаційну модель електроенергетичної системи, яка складається зі структурної, об'єктно-орієнтованої, математичної, стохастичної та табличної моделей, що забезпечило можливість завдяки інформаційним технологіям формалізувати елементи системи, інформаційні та фізичні потоки, зміну параметрів та станів, а також виконати імітаційне моделювання електроенергетичної системи в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень;

- удосконалено метод автоматизованого структурно-параметричного управління, а також розроблено динамічну модель електроенергетичної системи для управління балансом потужності та частоти в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень, що дало можливість виконувати пошук найкращого рішення щодо регулювання потужності та частоти або зміни структури електроенергетичної системи в залежності від результату дії проєктних та позапроєктних збурень;

- вперше запропоновано метод оцінки ефективності поставки електричної енергії за узагальненим критерієм згортки характеристик частинних критеріїв: об'єму, якості та критерію ефективності поставки, який формується за методом ідеальної точки, що дало можливість виконати перехід від окремого аналізу характеристик поставки електричної енергії до формування єдиного узагальненого критерію, за допомогою якого виконується оцінка ефективності поставки електричної енергії для різних режимів роботи електроенергетичної системи при дії проєктних та позапроєктних збурень.

Практичне значення отриманих результатів.

Розроблено комплексну імітаційну модель ЕЕС на основі п'яти видів моделей, а саме: структурної, об'єктно-орієнтованої, математичної, стохастичної та табличної моделей. Це дозволило формалізувати структуру ЕЕС, інформаційні та фізичні потоки між елементами системи, а також оцінити стан та надійність енергетичного обладнання в умовах дії проєктних та позапроєктних збурень.

Удосконалено метод автоматизованого структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти ЕЕС. Удосконалення методу виконано шляхом синтезу системи, що поєднує параметричне управління балансом потужності та частоти зі структурним управлінням топологією ЕЕС. Такий підхід забезпечує автоматичний пошук найкращого рішення щодо регулювання потужності та частоти або зміни структури ЕЕС і формує стратегію керування балансом потужності та частоти залежно від дії проєктних та позапроєктних збурень. Даний метод забезпечує параметричне управління шляхом аналізу балансу потужності та частоти в ЕЕС. У разі наявності небалансу виконується формування керуючих дій щодо збільшення або зменшення потужності генерації в залежності від наявного резерву потужності. У разі відсутності резерву потужності в достатньому обсязі система керування виконує перехід до структурного управління топологією ЕЕС, шляхом логіко-аналітичного перебору можливих варіантів її структури і вибору найкращого.

Таким чином метод автоматизованого структурно-параметричного управління забезпечує перехід від параметричного управління балансом потужності та частоти до структурного управління топологією ЕЕС в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень.

Розроблено динамічну модель управління балансом потужності та частоти ЕЕС в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень. Це дозволило проаналізувати дію первинного та вторинного регулювання потужності, а також зміну топології ЕЕС в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень.

Запропоновано метод оцінки ефективності поставки ЕЕ за узагальненим критерієм згортки частинних критеріїв: об'єму, якості та ефективності поставки ЕЕ. Даний метод дає можливість оцінити ефективність поставки ЕЕ в ЕЕС для різних режимів її роботи.

Матеріали дисертаційної роботи впроваджені:

- в навчальний процес Національного університету «Одеська політехніка» при підготовці бакалаврів та магістрів за напрямом «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» в Інституті штучного інтелекту та робототехніки (ІШІР) на кафедрі «Програмних і комп'ютерно-інтегрованих технологій» при викладанні

наступних дисциплін: Моделювання процесів і систем; Автоматизація виробничих процесів.

– в ТОВ «ТК ПРОЕКТ», що дозволило пришвидшити аналіз ефективності електроенергетичної системи на етапі проєктування системи електропостачання.

Особистий внесок здобувача.

Усі наукові результати, викладені в дисертації, отримані автором самостійно. Автору належать основні ідеї пов'язані з розробленням комплексної імітаційної моделі ЕЕС, удосконаленням методу автоматизованого структурно-параметричного управління та розробленням динамічної моделі ЕЕС для можливості управління балансом потужності та частоти в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень, а також розроблення методу оцінки ефективності поставки ЕЕ в ЕЕС.

У роботах, опублікованих у співавторстві, здобувачеві належать:

в [7, 8, 9] – динамічна модель автоматичного управління балансом потужності та частоти ЕЕС в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень;

в [10, 11, 12] – критерій ефективності поставки ЕЕ за методом згортки частинних критеріїв: об'єму, якості та ефективності поставки, який формується за методом ідеальної точки;

в [13, 14, 15] – інформаційна модель, модель станів та процесів елементів ЕЕС сформовані на основі об'єктно-орієнтованого аналізу для подальшого розроблення комплексної імітаційної моделі ЕЕС;

в [16, 17] – результати аналізу використання структурної, об'єктно-орієнтованої, математичної, стохастичної та табличної моделей та отримання вихідних даних для подальшого моделювання роботи ЕЕС;

в [18] – підвищення ефективності роботи ЕЕС та отримання даних для розроблення методу ефективності поставки ЕЕ за узагальненим критерієм згортки частинних критеріїв: об'єму, якості та ефективності поставки, який формується за методом ідеальної точки;

в [19] – результати аналізу дії збурень на роботу ЕЕС та отримання даних для удосконалення методу автоматизованого структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень;

в [20] – комплексна імітаційна модель ЕЕС, яка складається зі структурної, об’єктно-орієнтованої, математичної, стохастичної та табличної моделей з урахуванням формалізації елементів системи, інформаційних та фізичних потоків, зміною параметрів і станів елементів в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень;

в [21] – удосконалення методу автоматизованого структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень.

Апробація результатів роботи.

Результати дисертаційного дослідження доповідалися, обговорювалися і отримали схвалення на: VIII Міжнародна науково-практична конференція “INTERNATIONAL EXPERIENCE IN SCIENTIFIC RESEARCH”, Чикаго, США, 2026.; VIII Міжнародна науково-практична конференція “SCIENCE AND EDUCATION: SYNERGY OF INNOVATION”, Берлін, Німеччина, 2026.; VII Міжнародна науково-практична конференція “INNOVATIONS OF MODERN SCIENCE AND EDUCATION”, Ванкувер, Канада, 2026.; VI Міжнародна науково-практична конференція “INNOVATION AND DEVELOPMENT IN WORLD SCIENCE”, Цюрих, Швейцарія, 2026.; VIII Міжнародна науково-практична конференція “SCIENCE, TECHNOLOGY AND GLOBAL CHALLENGES”, Токіо, Японія, 2026.; V Міжнародна науково-практична конференція “EUROPEAN SCIENCE AND INNOVATION CONGRESS”, Барселона, Іспанія, 2026.; IX Міжнародна науково-практична конференція “MODERN SCIENCE: TRENDS, CHALLENGES, SOLUTIONS”, Ліверпуль, Великобританія, 2026.

Публікації. Результати наукових досягнень викладені в 15 друкованих працях, з них 7 – у спеціалізованих наукових виданнях, 8 – доповіді і тези доповідей на міжнародних конференціях.

Структура та обсяг роботи. Дисертація складається із вступу, чотирьох розділів, висновків, додатків та списку використаних джерел з 100 найменувань. Загальний обсяг дисертації становить 198 сторінок (з них 153 – основного тексту), 76 рисунків, 25 таблиць та 2 додатки.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ, МОДЕЛЕЙ ТА СТРАТЕГІЙ КЕРУВАННЯ БАЛАНСОМ ПОТУЖНОСТІ ТА ЧАСТОТИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ ЗА УМОВ ДІЇ ПРОЄКТНИХ ТА ПОЗАПРОЄКТНИХ ЗБУРЕНЬ

ЕЕС відноситься до складних технічних систем у якій процеси: виробництва, розподілу та споживання ЕЕ пов'язані між собою і відбуваються одночасно [22, 23]. Однією з головних умов нормального режиму роботи ЕЕС є підтримання балансу між активною потужністю генерації та споживання, так як порушення цього балансу безпосередньо впливає на відхилення частоти [24, 25]. У зв'язку з цим задачі управління балансом потужності та частоти відносяться до основних задач управління режимами роботи ЕЕС.

ЕЕС має багаторівневу структуру до якої належить велика кількість взаємопов'язаних елементів, які відрізняються між собою за своїм функціональним призначенням, динамікою процесів та місцем знаходження.

Задачі управління балансом потужності та частоти охоплюють різні рівні структури, починаючи від локального регулювання окремими генеруючими установками до централізованого управління режимами роботи вузлів ЕЕС. Тому управління балансом потужності та частоти виконується на різних ієрархічних рівнях з координацією керуючих дії між ними [26].

В задачах управління балансом потужності та частоти особливу увагу приділяють процесу управління активною потужністю, як об'єкту управління в ЕЕС. Так, як саме зміна активної потужності генерації або споживання призводить до небалансу частоти і як наслідок порушення нормального режиму роботи ЕЕС.

1.1 Управління балансом потужності та частоти

1.1.1 Управління балансом потужності та частоти на різних рівнях електроенергетичної системи

Складність управління балансом потужності та частоти в ЕЕС, обумовлюється її багаторівневою структурою, необхідністю узгодження режимів роботи на різних

рівнях ієрархії системи та розосередженістю елементів у просторі. Так, як управління балансом потужності та частоти виконується за допомогою регулювання потужності генерації, то слід виділити наступні рівні управління: рівень генеруючої установки, рівень електростанції та рівень об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС). Кожен з виділених рівнів забезпечує виконання власних функцій керування, але всі вони мають спільну мету – дотримання балансу потужності і частоти та забезпечення надійного функціонування ЕЕС.

На рівні генеруючої установки виконується локальне регулювання, що забезпечує стабілізацію частоти, зміну потужності, регулювання напруги та дотримання меж допустимих відхилень параметрів режиму роботи. Даний рівень забезпечує швидку реакцію генеруючих установок на зміну навантажень або інших проєктних та позапроєктних збурень в ЕЕС [24, 27].

На рівні електростанції забезпечуються розподіл навантаження між паралельно працюючими генеруючими установками, виконується координація їх роботи та забезпечується формування необхідної потужності відповідно до заданого режиму роботи ЕЕС [13, 24, 27]. Даний рівень забезпечує узгоджену роботу станційного обладнання завдяки локальним діям окремих регуляторів керування.

На рівні енергорайону забезпечується узгодження режимів роботи електростанцій та інших елементів мережі, виконується регулювання перетоків потужності, реалізується контроль параметрів в межах допустимих значень та захист від перевантажень елементів системи [24, 27]. На цьому рівні забезпечується взаємозв'язок між локальними джерелами генерації та режимом роботи мережі.

На рівні ОЕС виконується централізоване управління балансом активної потужності, підтримання частоти в межах допустимих значень, контролювання міжсистемних перетоків та забезпечення стійкості ЕЕС в результаті дії збурень [24, 27]. Даний рівень охоплює задачі загального масштабу пов'язаний з роботою автоматизованої системи керування та діяльністю диспетчерських центрів управління.

Особливість багаторівневої структури управління ЕЕС полягає в поєднанні централізованих та децентралізованих стратегій керування. Локальні регулятори

забезпечують первинну реакцію на збурення, а вищі рівні управління виконують координацію дій між окремими об'єктами і корекцію режиму роботи системи в цілому. Тому ефективність роботи ЕЕС забезпечується не лише якістю роботи її регуляторів, а й узгодженням їх взаємодії.

1.1.2 Процес управління активною генеруючою потужністю як об'єкт управління балансом потужності та частоти

Процес управління активною генеруючою потужністю є одним із основних об'єктів управління в задачах регулювання потужності та частоти. Це зумовлено тим, що баланс між активною потужністю генерації та споживання визначає усталений режим роботи ЕЕС. Порушення даного балансу призводить до зміни швидкості обертання генераторів в генеруючих установках, що в свою чергу забезпечує відхилення частоти.

Активна потужність має системний характер, так як вона пов'язана майже з усіма елементами ЕЕС одночасно [27]. Зі сторони генерації, вона визначається навантаженням турбоагрегату і режимами роботи генеруючих установок. З боку споживача активна потужність залежить від характеру навантаження та режиму роботи електроприймачів. Зі сторони електричної мережі активна потужність відображається через перетоки потужності між енергетичними вузлами та районами ЕЕС. Тому задача забезпечення балансу потужності та частоти в ЕЕС зводиться до управління активною потужністю генерації та споживання.

Відповідно до інших режимних параметрів активна потужність не відноситься до параметру який може бути накопичений в електричній мережі в необхідному обсязі. Для виконання умови балансу активної потужності та частоти необхідно, щоб генерація відповідала споживанню в кожний момент часу з урахуванням втрат. У разі якщо потужність споживання перевищує потужність генерації то в ЕЕС виникає дефіцит активної потужності, що в свою чергу призводить до зниження частоти. В протилежному випадку, якщо генерація перевищує споживання, виникає надлишок активної потужності, який супроводжується підвищенням частоти.

В такому випадку частота є індикатором балансу активної потужності в ЕЕС. Тому система керування частотою виконує керуючий вплив через зміну активної потужності генерації. В якості заходів, що спрямовані на відновлення балансу активної потужності виділяють: перерозподіл навантаження, введення резерву, керування положенням регулюючих органів турбіни, обмеження споживання, тощо.

Процес управління активною генеруючою потужністю як об'єкт управління має ряд особливостей. Однією з таких особливостей є часовий масштаб, так як одні процеси відбуваються миттєво, а інші відбуваються через деякий проміжок часу, що характеризується інерційністю турбоагрегатів, виконавчих механізмів, тощо. Другою особливістю є те що активна потужність відноситься до розподіленої величини, так як генерація і споживання забезпечується великою кількістю просторово розосереджених джерел ЕЕ і навантажень відповідно. Третьою особливістю є те, що управління активною потужністю виконується з урахуванням спроможності елементів ЕЕС, а саме: технічних можливостей, пропускної здатності, наявності резервів та допустимих втрат.

Процес управління активною генеруючою потужністю в задачах управління балансом потужності та частоти розглядається не тільки як зміна фізичної величини, що відображає генерацію та споживання ЕЕ, а як ресурс управління, який змінюється відповідно до керуючих дій для забезпечення стійкості ЕЕС [28].

1.1.3 Існуючі стратегії керування балансом потужності та частоти

Управління балансом потужності та частоти ЕЕС відноситься до основних задач управління режимом роботи, так як визначає стійкість системи, якість ЕЕ та надійність функціонування системи. Розв'язання таких задач базується на синтезі системи локальних автоматичних регуляторів, централізованих та оперативних систем керування режимом роботи ЕЕС [23, 27]. Швидкий ріст споживання ЕЕ, підвищення вимог до надійності електропостачання та необхідність в дотриманні допустимих значень якості ЕЕ в результаті дії збурень потребують застосування методів автоматизованого управління параметрами елементів та структурою ЕЕС на зміну існуючих стратегій диспетчерського управління.

Баланс активної потужності та частоти ЕЕС зберігається і постійно корегується завдяки первинному регулюванню, яке забезпечується дією локальних регуляторів швидкості турбоагрегатів за статичною характеристикою. В складних режимах роботи дії локальних регуляторів недостатньо, так як вони не враховують загальний стан ЕЕС [27]. Для можливості відновлення частоти до допустимого значення застосовують методи вторинного регулювання за астатичною характеристикою, які в координації з первинним регулюванням забезпечують регулювання потужності та частоти. Первинне та вторинне регулювання потужності та частоти відносяться до автоматизованих методів управління. Первинне регулювання забезпечує швидку реакцію в результаті зміни частоти, для можливості її утримання, а вторинне регулювання компенсує дефіцит активної потужності та відновлює нормальний режим роботи ЕЕС. Ефективність даних методів залежить не лише від виконавчих регуляторів, а й від інтеграції їх в загальну автоматизовану систему керування [29].

Управління балансом активної потужності та частоти в сучасній ЕЕС охоплює не лише зміну параметрів її елементів, а й саму структуру системи. Для збереження працездатності, надійності енергетичного обладнання та функціонування ЕЕС, в результаті дії збурень різної природи, може виникнути потреба в автоматизованому управлінні структурою системи, що включає зміну схеми живлення, виділення енергорайонів для роботи на ізольоване навантаження, зміна кількості працюючих елементів системи, тощо.

1.2 Існуючі методи автоматичного регулювання потужності та частоти

1.2.1 Статичний метод регулювання потужності та частоти

Статичний метод регулювання потужності та частоти належить до первинного автоматичного впливу на режим роботи ЕЕС в результаті порушення балансу між генерацією та споживанням [28]. Внаслідок зміни частоти статичне регулювання забезпечує зміну потужності регульованих турбоагрегатів з метою утримання частоти і не допуску її стрімкого зниження. Статичний метод виконує обмеження відхилення частоти і забезпечує її встановлення на новому рівні [29]. Тому наявність

залишкового відхилення частоти після завершення первинного регулювання є характерною особливістю статичного регулювання.

Небаланс між активною потужністю генерації та споживання породжує відхилення частоти, що безпосередньо впливає на новий режим роботи ЕЕС.

В первинному регулюванні головну роль відіграють характеристики регулюючого обладнання, а саме турбіни та її регулятора, та залежність навантаження від частоти. У разі зниження частоти турбіна виконує збільшення потужності генерації в результаті дії регулятора, а навантаження зменшує споживання в залежності від кількості обертових установок споживання ЕЕ [30-32]. Саме сумісний вплив цих двох факторів формує новий режим роботи ЕЕС в якому забезпечується баланс між споживанням та генерацією.

Статичний закон регулювання визначається за формулою

$$\omega + sZ = 0, \quad (1.1)$$

де ω – відхилення частоти обертання ротора турбоагрегату від номінального значення, в.о; s – статизм регулятора, в.о; Z – положення регулюючого органу, в.о.

Статичний закон регулювання в координата частота-потужність записується як

$$\omega + sP = 0, \quad (1.2)$$

де P – активна потужність турбоагрегату, в.о.

З формули 1.2 видно, що між зміною активною потужністю турбоагрегату та відхиленням частоти існує статична залежність. Саме ця залежність виконує первинне регулювання та компенсацію небалансу потужності і частоти.

Параметр, що кількісно визначає характер нахилу статичної характеристики є статизм регулятора управління.

Величина статизму визначається за формулою

$$s = \frac{\Delta\omega P_0}{\Delta P \omega_0}. \quad (1.3)$$

де $\Delta\omega$ – зміна кутової швидкості ротора турбоагрегату, рад/с; ΔP – зміна активної потужності турбоагрегату, МВт; P_0 – номінальна активна потужність турбоагрегату, МВт; ω_0 – номінальна кутова швидкість ротора турбоагрегату, рад/с.

Однією з головних властивостей статичного методу управління є автоматичний розподіл навантаження між паралельно працюючими генеруючими установками, турбоагрегатами [32].

Розподіл потужності для паралельно працюючого i -го агрегату визначається як

$$\Delta P_i = \frac{P_{0i} / s_i}{\sum P_{0i} / s_i} \Delta P. \quad (1.4)$$

де P_{0i} – номінальна активна потужність i -го турбоагрегату, МВт; s_i – статизм i -го турбоагрегату, в.о; ΔP – змінна активного навантаження ЕЕС, МВт.

Навантаження між паралельно працюючими турбоагрегатами розподіляється відповідно до їх номінальних активних потужностей та статизмів. Відповідно цьому статичне, первинне регулювання, виконує не тільки обмеження відхилення частоти, а й забезпечує взаємодію паралельно працюючих турбоагрегатів для покриття небалансу потужності [32-34].

Оскільки статична реакція ЕЕС на небаланс потужності визначається не лише дією регуляторів турбоагрегатів, а й регулюючим ефектом навантаження, то сумарну зміну активної потужності визначають за формулою

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\Gamma} + \Delta P_{\text{H}} = \frac{P_{\Gamma 0} \Delta \omega}{\omega_0 s} + \frac{P_{\text{H}0}}{\omega_0} \Delta \omega k_{\text{H}}, \quad (1.5)$$

де ΔP_{Γ} – зміна активної потужності турбоагрегатів, МВт; ΔP_{H} – зміна потужності навантаження, МВт; $P_{\Gamma 0}$ – номінальна активна потужність генерації, МВт; $P_{\text{H}0}$ – номінальна активна потужність навантаження, МВт; $\Delta \omega$ – відхилення кутової швидкості, рад/с; ω_0 – номінальна кутова швидкість, рад/с; s – статизм регулятора, в.о; k_{H} – коефіцієнт регулюючого ефекту навантаження, в.о.

Загальна реакція ЕЕС на дію збурень визначається зміною активної потужності генерації та навантаження в результаті відхилення частоти від номінального значення. Новий усталений режим роботи ЕЕС формується завдяки сумарній дії регуляторів турбоагрегатів та навантаження.

Отже, статичний метод регулювання забезпечує первинне регулювання потужності, яке характеризується швидкою реакцією ЕЕС на небаланс потужності та частоти. Даний метод забезпечує автоматичний розподіл навантаження між паралельно працюючими турбоагрегатами та обмежує відхилення частоти від номінального значення. Перевагою даного методу регулювання є простота реалізації, безпосередній зв'язок між зміною потужності та частоти, а також можливість децентралізованої участі турбоагрегатів у регулюванні. Недоліком даного методу є залишок відхилення частоти після дії первинного регулювання, що потребує застосування астатичного методу регулювання для забезпечення компенсації відхилення частоти та відновлення її до номінального значення.

1.2.2 Астатичний метод регулювання потужності та частоти

Астатичний метод регулювання відноситься до вторинного регулювання балансу потужності та частоти і призначений для усунення залишку відхилення частоти в результаті порушення її балансу активної потужності [35, 36]. Так як після дії статичного регулювання встановлюється новий усталений режим роботи зі

значенням частоти відміним від номінального, то при дії астатичного регулювання виконується відновлення номінального значення частоти та встановлення нового усталеного режиму роботи ЕЕС. Саме відсутність статичної похибки за частотою характеризує астатичний метод регулювання.

Так, як статичний метод не усуває залишок відхилення частоти, а тільки обмежує його, то саме відхилення частоти є необхідним сигналом для її повного відновлення. Для цього забезпечується додатковий контур астатичного регулювання, який створює керуючі дії навіть після досягнення проміжного балансу потужності та частоти.

Астатичне регулювання реагує не тільки на відхилення частоти, а й на його тривалість. Таким чином наявність невеликого, сталого відхилення частоти, формує керуючий сигнал для поступового збільшення потужності генерації, шляхом підведення енергоносія до турбоагрегату або зміни уставки регуляторів потужності [1, 32, 37, 38-39]. Процес регулювання триває до того моменту, поки відхилення частоти не буде усунене.

Закон астатичного регулювання записується як

$$K_{\text{АРЧ}} \int \Delta\omega dt + \frac{1}{s} \Delta\omega + \Delta Z = 0, \quad (1.6)$$

де $K_{\text{АРЧ}}$ – коефіцієнт інтегральної дії автоматичного регулятора частоти, $1/\text{с}$; $\Delta\omega$ – відхилення кутової швидкості, в.о; s – статизм регулятора, в.о; ΔZ – відносне переміщення регулюючого органу, в.о.

Закон астатичного регулювання в операторній формі має вигляд

$$\frac{K_{\text{АРЧ}}}{p} \omega + \frac{1}{s} \omega + Z = 0, \quad (1.7)$$

де p – оператор Лапласа, $1/s$; ω – відносне відхилення кутової швидкості, в.о;
 Z – відносне переміщення регулюючого органу.

Формула 1.7 відображає пропорційно-інтегральний закон регулюванню. В порівнянні зі статичним законом регулювання, в формулі 1.7 наведено інтегральну складову, яка відповідає за накопичення керуючого впливу в часі поки зберігається відхилення частоти [37, 38].

У разі виникнення відхилення частоти від заданого значення інтегральна складова безперервно змінюється, що впливає на регулюючий орган у напрямку відновлення режиму роботи.

Інтегральна складова керуючого впливу автоматичного регулятора частоти $K_{APЧ} \int \Delta \omega dt$ забезпечує астатизм системи та відсутність усталеного відхилення параметра регулювання [32].

Перевагою астатичного регулювання над статичним є те що, астатичне регулювання забезпечує нульову статичну похибку за частотою, чого не може забезпечити регулятор зі статичною характеристикою. При цьому астатичний метод не заміщує статичне регулювання, а тільки доповню його. Сумісна дія статичного та астатичного регулювання полягає в наступному. В результаті дії збурення статична характеристика регуляторів турбоагрегатів та частотна залежність навантаження реагують на відхилення частоти від номінального значення, що дозволяє обмежити відхилення частоти. Астатичне регулювання в свою чергу поступово змінює уставки регуляторів, що забезпечує відновлення частоти до номінального значення і утворює новий усталений режим роботи ЕЕС [40, 41].

Використання астатичного регулювання забезпечує не лише відновлення частоти, а й виконує розподіл активної потужності між турбоагрегатами. Якщо при статичному регулюванні, навантаження що проявляється в результаті дії збурень, розподіляється між турбоагрегатами відповідно до їх статизмів, то при астатичному регулюванні статичний розподіл активної потужності може змінюватись. В результаті таких змін частота повертається до номінального значення, а навантаження

турбоагрегатів та електростанцій встановлюється відповідно до прийнятої стратегії керування та наявності резервів активної потужності.

Перевага астатичного методу регулювання полягає в тому, що він створює можливості для відновлення використаних первинних резервів потужності, компенсує залишок частоти, має високу точність регулювання та забезпечує перерозподіл потужності між турбоагрегатами та електростанціями.

До недоліків астатичного регулювання слід віднести складність реалізації, так як необхідно забезпечити узгодження між первинним та вторинним регулюванням, вибір параметрів для забезпечення точності регулювання без погіршення протікання перехідного процесу.

1.2.3 Вимоги до регулювання потужності та частоти в об'єднаній електроенергетичній системі України

Стабільна робота ЕЕС ґрунтується на безперервному підтриманні балансу потужності між генерацією та споживанням. Порушення балансу потужності може впливати на надійність енергетичного обладнання та якість електропостачання, що призводить до відхилення частоти від номінального значення 50 Гц. Частота в ЕЕС для кожного моменту часу визначається відповідно до балансу між потужністю генерації та потужністю споживання.

Відповідно до [1, 39, 42, 43] середнє значення частоти, виміряне протягом 10 секунд, повинно перебувати в межах наступних діапазонів:

1) Для систем із синхронним підключенням до об'єднаної мережі:

- 50 Гц $\pm$ 1 % (49,5 Гц ... 50,5 Гц) протягом 99,5 % часу за рік;
- 50 Гц $\pm$ 4 % / - 6 % (47 Гц ... 52 Гц) протягом 100 % часу.

2) Для систем без синхронного приєднання до об'єднаної мережі (острівний режим роботи систем електропостачання):

- 50 Гц $\pm$ 2 % (49 Гц ... 51 Гц) протягом 99,5 % часу за тиждень;
- 50 Гц $\pm$ 15 % (42,5 Гц ... 57,5 Гц) протягом 100 % часу.

Наведені вимоги до частоти були прийняті у зв'язку з синхронізацією ОЕС України з європейською енергосистемою ENTSO-E.

Згідно з [1, 39] регулювання потужності та частоти для синхронної області мають дотримуватись наступних цільових показників якості частоти для ОЕС України:

- номінальна частота 50 Гц;
- нормальний діапазон відхилення частоти від номінального значення $\pm 0,05$ Гц;
- максимальне миттєве (динамічне) відхилення частоти – 800 мГц;
- максимальне усталене (квазістатичне) відхилення частоти – 200 мГц;
- час відновлення частоти 15 хвилин.

Регулювання потужності та частоти в ОЕС України повинно виконуватись для наступних режимів роботи [1]:

- відокремлена робота ОЕС України від енергосистем інших країн;
- паралельна робота ОЕС України з енергооб'єднанням ENTSO-E.

Регулювання активної потужності та частоти виконується за допомогою взаємозалежних послідовних етапів, кожен з яких відрізняється за характеристиками якості.

На рис. 1.1 наведена функціональна структура побудови системи регулювання частоти та потужності в ОЕС України [1].

Резерв підтримки частоти (РПЧ) відноситься до первинного регулювання частоти і виконується за статичною характеристикою регулювання. Головна задача РПЧ це утримання частоти та зменшення її відхилення від номінального значення. Процес підтримки частоти (ППЧ) виконується автоматично на протязі декількох секунд з моменту фіксації відхилення частоти в ЕЕС. Реакція РПЧ повинна відбуватись протягом 0,1 – 2 секунди, застосовуючи усі генеруючі одиниці та установки зберігання потужності (УЗЕ), які приймають участь в первинному регулюванні частоти.

Дія РПЧ виконується автоматичними регуляторами швидкості турбін (АРШ), що приймають участь в первинному регулюванні та триває до моменту поки не буде задіяно вторинне регулювання частоти, не менше ніж 15 хвилин.

Ефективність дії РПЧ забезпечується двома ключовими налаштуваннями АРШ:

– мертва зона частотної характеристики. Це величина відхилення частоти від номінального значення при якій АРШ турбін не фіксує її і не виконує свої функції, щодо регулювання. Відповідно до вимог величина мертвої зони може встановлюватись у діапазоні 0 – 200 мГц і за замовчуванням становить 10 мГц [1].

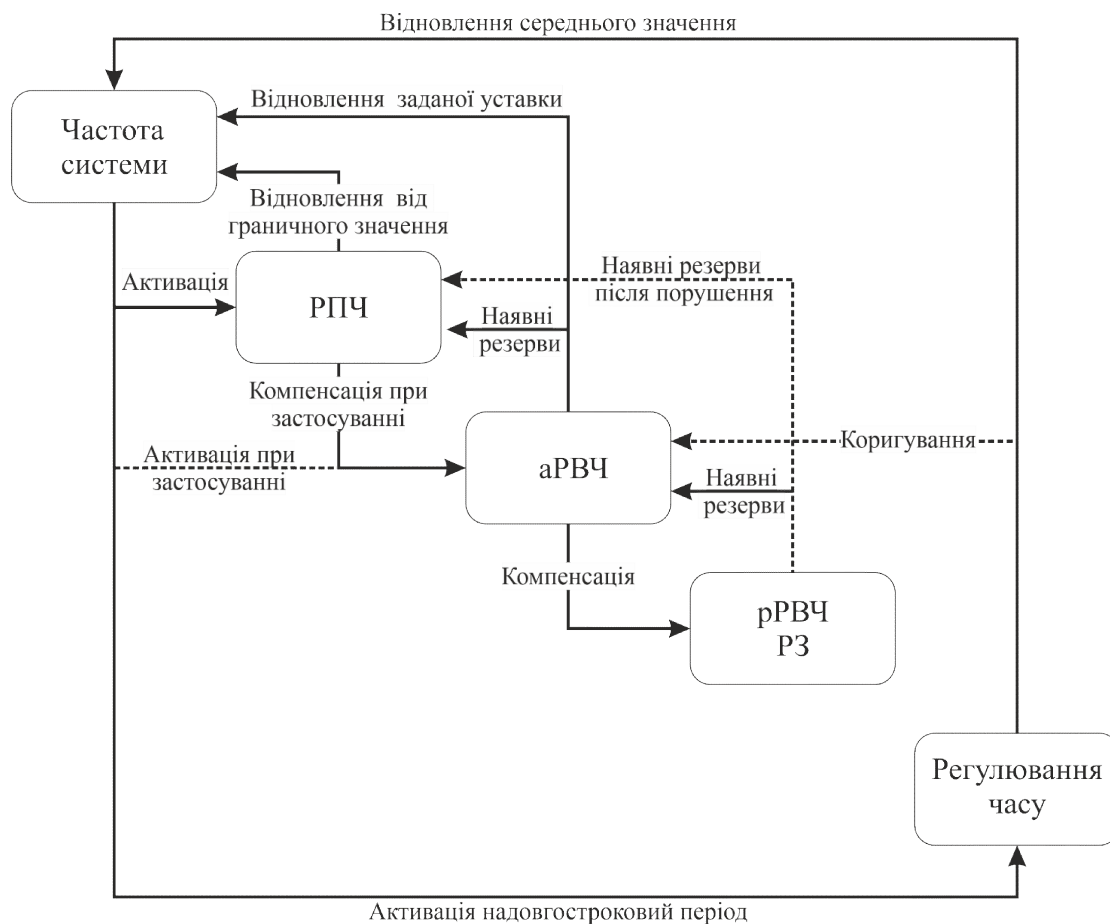


Рис. 1.1. Структура побудови системи регулювання потужності та частоти в ОЕС України [1]

Статизм. Визначає ступінь зміни активної потужності генеруючої установки в залежності від зміни частоти. У разі відхилення частоти на $\pm 0,2$ Гц і більше всі задіяні в первинному регулюванні генеруючі установки, повинні забезпечити видачу всього заданого РПЧ.

При відхиленні частоти, що дорівнює або перевищує 0,2 Гц, час введення сумарного РПЧ ОЕС України на 50% має складати не більше 15 секунд, а всього сумарного необхідного РПЧ – не більше 30 секунд [1].

Величина необхідного РПЧ визначається в залежності від вимкнення найбільш потужного енергоблоку або вузла електроспоживання, за якого РПЧ має утримувати квазістатичне відхилення частоти в межах $\pm 0,2$ Гц [1].

Для синхронної роботи ОЕС України у складі ENTSO-E величина РПЧ повинна бути ± 3000 МВт, а в ізолюваному режимі роботи ± 1000 МВт.

Величина необхідного РПЧ повинна розподілятися між усіма установками, які приймають участь в первинному регулюванні. Розрахункове значення резерву пропорційно річній генерації ЕЕ та розподіляється між установками первинного регулювання за допомогою коефіцієнта розподілу C_i [1].

Коефіцієнт розподілу первинного резерву визначається як

$$C_i = \frac{E_i}{E_{\text{сум}}}, \quad (1.8)$$

де E_i – річне вироблення ЕЕ в i -ій синхронній області РЧП, ГВт·год;
 $E_{\text{сум}}$ – сумарне річне вироблення ЕЕ у всіх блоках в синхронній області РЧП, ГВт·год.

Резерв відновлення частоти (РВЧ) відноситься до вторинного регулювання за астатичною характеристикою регулювання. Головна задача РВЧ полягає у відновленні частоти до номінального значення 50 Гц та вивільненню заданої величини РПЧ [1].

РВЧ поділяється на два типи [1]:

- Автоматичний резерв відновлення частоти (аРВЧ);
- Ручний резерв відновлення частоти (рРВЧ).

Величина мінімального аРВЧ визначається за формулою

$$R = \pm \sqrt{\alpha \cdot P_{\text{макс}} + b^2} - b, \text{ МВт} \quad (1.9)$$

де $P_{\text{макс}}$ – максимум навантажень в ОЕС України або синхронній області, МВт;
 α – емпірично підібраний коефіцієнт, приймається 10 МВт; b – емпірично підібраний коефіцієнт, приймається 150 МВт.

У разі, якщо розрахунковий інцидент пов'язаний з втратою генерації більше ніж мінімальна розрахункова величина РВЧ, то величина резерву приймається відповідно до розрахункового інциденту [1]. Розрахунковим інцидентом в ОЕС України може бути відмова: найпотужнішого енергоблоку або вузла споживання ЕЕ.

Установки, що виконують РВЧ повинні виконувати наступні мінімальні вимоги по регулюванню частоти [1]:

- Активація установки РВЧ повинна відбуватися з затримкою не більше 30 секунд;
- Введення в роботу повного обсягу РВЧ повинно займати не більше 15 хвилин;
- Робота РВЧ від початку її введення до введення резерву заміщення (РЗ), не менше 60 хвилин;
- Похибка в регулюванні заданої потужності, не повинна перевищувати $\pm 1 \%$ від номінальної потужності одиниці (групи) РВЧ.

Дія РВЧ повинна забезпечуватись високоманевреними генеруючими установками, як правило до таких установок відносить генеруюче обладнання на гідроелектростанції (ГЕС), гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС), теплові електростанції (ТЕС), установки зберігання потужності, а також регулююче навантаження.

РЗ відноситься до третинного регулювання. Основна функція якого полягає в вивільненні задіяних резервів потужності РПЧ та РВЧ шляхом введення в дію

резервів третинного регулювання, також повинен забезпечувати стійку видачу потужності без обмежень у часі.

Технічні вимоги до РЗ [1]:

- Час активації повної потужності установки РЗ – 30 хвилин;
- Точність підтримання заданої потужності $\pm 1,0 \%$ в залежності від номінальної потужності одиниці (групи) надання РЗ;

Величина розрахункового РЗ для ОЕС України повинна становити [1]:

- На завантаження – не менше 1000 МВт;
- На розвантаження – не менше 500 МВт.

В якості РЗ прийнято застосовувати: пуск резервних агрегатів, управління регулюючим навантаженням, а також зміна режимів роботи ГАЕС між завантаженням та розвантаженням.

На рис. 1.2. наведена послідовність процесів регулювання частоти в результаті дії проєктного та позапроєктного збурення, який складається з трьох етапів, а саме РПЧ, аРВЧ та РЗ.

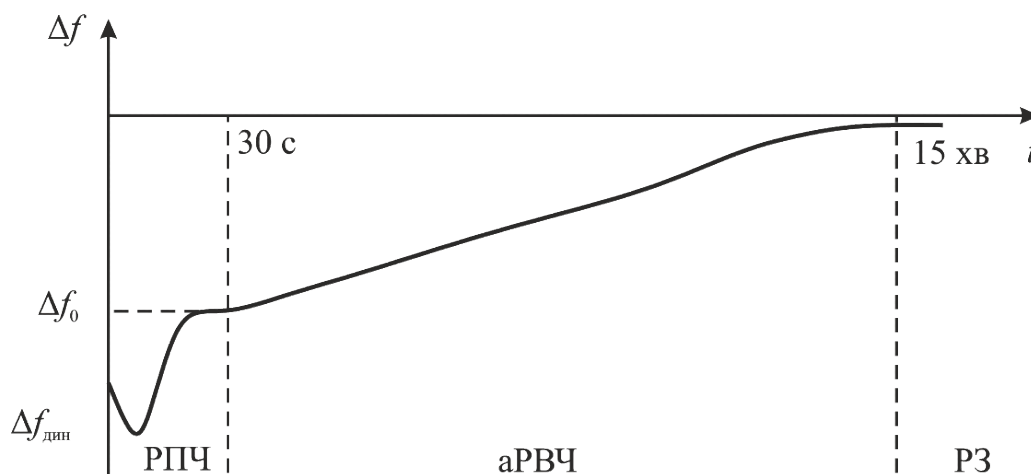


Рис. 1.2. Послідовність процесів регулювання частоти в результаті дії проєктного та позапроєктного збурення. Джерело: розроблено автором [13]

У разі недостатнього резерву потужності або невчасного його введення в ЕЕС починає діяти автоматичне частотне розвантаження (АЧР), яке ліквідує небаланс

активної потужності шляхом поетапного відключення споживачів. Головна задача АЧР не допустити лавиноподібного спаду частоти та зупинки обертового генеруючого обладнання [1].

АЧР спрацьовує внаслідок зниження частоти в ОЕС України до значення 49,2 Гц, або менше [1].

Не дивлячись на те, що дія АЧР ліквідує небаланс активної потужності та утримує зниження частоти, такий процес не можна класифікувати як метод регулювання потужності в ЕЕС. Робота АЧР відноситься до заходів протиаварійної автоматики і спрямована виключно для забезпечення живучості ЕЕС навіть, якщо це потребує зниженню надійності електропостачання окремої групи споживачів. Вимоги, що висувуються до функціонування ступенів АЧР приводяться в [44, 45].

1.3 Існуючі моделі автоматичного регулювання потужності та частоти

1.3.1 Модель автоматичного регулювання потужності та частоти за миттєвим відхиленням

Модель автоматичного регулювання потужності за миттєвим відхиленням частоти представляє систему керування в якій керуючий вплив утворюється на основі миттєвого відхилення частоти від її номінального значення. Відхилення частоти використовується як сигнал, що інформує про небаланс активної потужності в ЕЕС і забезпечує швидку реакцію для коригування режиму її роботи. Головним призначенням моделі автоматичного регулювання за миттєвим відхиленням є зменшення максимального відхилення частоти та покращення динамічних характеристик системи на початковому етапі перехідного процесу [32, 46-49].

Структурна схема системи регулювання частоти за миттєвим відхиленням частоти для теплової енергосистеми наведена на рис. 1.3.

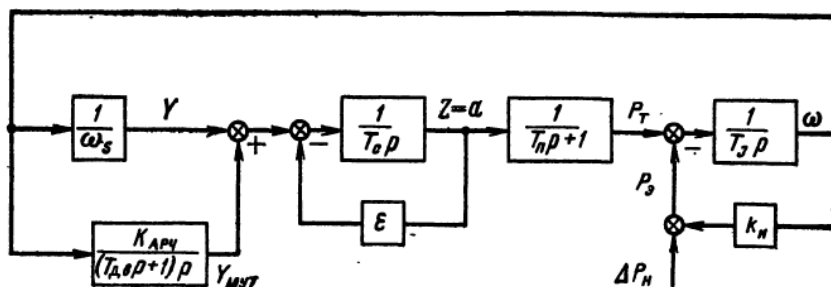


Рис.1.3. Структурна схема системи регулювання частоти за миттєвим відхиленням для теплової енергосистеми [32]

Структурна схема автоматичного регулювання потужності та частоти за миттєвим відхиленням складається з каналу вимірювання частоти, сервомотору регулятора, турбіни, каналу автоматичного регулювання, а також інерційного об'єкту, що описує ЕЕС. На вхід моделі подається сигнал, пропорційний миттєвому відхиленню частоти, цей сигнал подається на вхід сервомотору через вимірювальний та регульований канал. Зміна положення регулюючого органу забезпечується переміщенням сервомотора, внаслідок чого змінюється потужність турбіни. Різниця між потужністю генерації та споживання визначає відхилення частоти, яке через зворотний зв'язок надходить до регулятора. Тим самим реалізується замкнений контур автоматичного регулювання, в якому миттєве відхилення частоти використовується для коригування потужності турбоагрегату.

Передавальна функція ланки частини системи регулювання частоти за миттєвими відхиленням записується у вигляді

$$\frac{Z(p)}{\omega(p)} = \left(\frac{K_{\text{АРЧ}}}{\varepsilon p} + \frac{1}{\varepsilon \omega_s} \right) \frac{1}{\frac{T_c}{\varepsilon} p + 1}. \quad (1.10)$$

де $K_{\text{АРЧ}}$ – коефіцієнт підсилення каналу автоматичного регулювання частоти, 1/с; ε – коефіцієнт зворотного зв'язку регулятора турбіни, в.о; ω_s – значення кутової

швидкості, що відповідає статизму регулятора, рад/с; T_c – постійна часу сервомотора, с.

З формули 1.10 слідує, що частотний канал пов'язує інтегральну та пропорційну складову, що впливають на сервомотор. Коефіцієнт інтегрального впливу визначається як $K_{APЧ} / \varepsilon$, а коефіцієнт пропорційного впливу – $1 / (\varepsilon \omega_s) = 1 / s$.

Отже, частотний канал у моделі регулювання частоти за миттєвим відхиленням має змішану структуру, параметри якого визначають інтенсивність впливу відхилення частоти на положення сервомотору.

Коефіцієнт інтегрального впливу виконавчого механізму автоматичного регулювання частоти визначається за наступним співвідношенням

$$\frac{K_{APЧ}}{\varepsilon} = \frac{K_{\text{ч}}}{\tau n_{\text{дв0}}}, \quad (1.11)$$

де $K_{\text{ч}}$ – коефіцієнт підсилення регулятора частоти, в.о; τ – час повного переміщення виконавчого механізму, с; $n_{\text{дв0}}$ – номінальна частота обертання двигуна виконавчого механізму, об/хв.

Згідно з формулою 1.11 ефективність інтегрального частотного впливу пов'язана з динамічними властивостями виконавчого механізму та параметрами регулятора. Інтенсивність реагування системи на відхилення частоти залежить від коефіцієнту підсилення регулятора частоти. Чим вищий коефіцієнт підсилення і менший час виконавчого механізму, тим інтенсивніша реакція системи на відхилення частоти.

В практичному застосуванні автоматичне регулювання частоти, охоплює не всі турбоагрегати ЕЕС, а лише її відповідну частину. Коефіцієнт інтегрального впливу в даному випадку зменшується пропорційно відношенню номінальної потужності

турбоагрегатів до загальної сумарної потужності всіх турбоагрегатів системи і визначається як

$$\frac{K_{\text{АРЧ}}}{\varepsilon} = \frac{K_{\text{ч}}}{\tau n_{\text{дв0}}} \cdot \frac{P_{0\text{рег}}}{P_{\Sigma 0}}. \quad (1.12)$$

де $P_{0\text{рег}}$ – сумарна номінальна потужність турбоагрегатів, що приймають участь в регулюванні частоти, МВт; $P_{\Sigma 0}$ – сумарна номінальна потужність всіх турбоагрегатів ЕЕС, МВт.

Відповідно до формули 1.12 ефективність частотного регулювання залежить від параметрів регулятора та від величини активної потужності генерації, що охоплює автоматичне регулювання. Чим менше турбоагрегатів приймають участь в регулюванні, тим слабшою буде вплив каналу регулювання частоти на режим роботи ЕЕС.

Передавальна функція замкнутої системи регулювання частоти та потужності за миттєвим відхиленням частоти при збуренні по навантаженню записується як [32]

$$\frac{\omega(p)}{\Delta P_{\text{н}}(p)} = \frac{\omega_s p (T_{\text{с}} p + \varepsilon) (T_{\text{п}} p + 1) (T_{\text{дв}} p + 1)}{\omega_s p (T_j p + k_{\text{н}}) (T_{\text{с}} p + \varepsilon) (T_{\text{п}} p + 1) (T_{\text{дв}} p + 1) + p (T_{\text{дв}} p + 1) + K_{\text{АРЧ}} \omega_s} \quad (1.13)$$

де $T_{\text{п}}$ – постійна часу турбіни, с; T_j – постійна механічної інерції ЕЕС, с; $k_{\text{н}}$ – коефіцієнт регулюючого ефекту навантаження, в.о;

Передавальна функція 1.13 встановлює зв'язок між відхиленням частоти $\omega(p)$ та збуренням по навантаженню $\Delta P_{\text{н}}(p)$. На процес регулювання потужності та частоти впливає інерційність ЕЕС, динамічні характеристики сервомотора та турбіни, параметри каналу вимірювання, коефіцієнт підсилення частотного каналу та регулюючий ефект навантаження. Відхилення поточного значення частоти залежить

від коефіцієнту підсилення частотного каналу. Чим вищий коефіцієнт підсилення, тим сильніше відхилення частоти впливає на регулювальний орган, але надмірне посилення призводить до коливань та зниження стійкості системи керування.

Принцип роботи моделі полягає в наступному. У разі раптового збільшення навантаження в системі утворюється відхилення частоти, що передається через частотний канал на сервомотор, а потім на турбіну, забезпечуючи збільшення активної потужності генерації. Керуючий вплив в системі визначається за відхиленням частоти, тому зі зменшенням відхилення частоти, зменшується і сигнал регулювання. Це свідчить про те, що модель регулювання за миттєвим відхиленням частоти забезпечує швидку реакцію, але не виконує повного усунення усталеного відхилення частоти.

Модель автоматичного регулювання за миттєвим відхиленням дає змогу аналізувати роботу швидкодіючого контуру корекції режиму, в якому відхилення частоти використовується для коригування потужності генерації. Перевагою даної моделі є зменшення максимального відхилення частоти та підвищення реакції системи. До недоліків слід віднести відсутність астатичного контуру регулювання, що обмежує точність підтримання частоти в усталеному режимі роботи системи та неможливість усунення залишкового відхилення частоти.

1.3.2 Модель автоматичного регулювання потужності та частоти за інтегральним відхиленням

Модель автоматичного регулювання потужності за інтегральним відхиленням частоти призначена для усунення основного недоліку регулювання за миттєвим відхиленням, а саме статичної похибки. Так як в системі з регулюванням потужності та частоти за миттєвим відхиленням, в результаті дії збурення частота встановлюється на новому рівні і не відповідає номінальному значенню, то завдяки інтегральному регулюванню забезпечується допоміжний керуючий вплив, який пропорційний накопиченому в часі відхиленню частоти [32, 46-49].

Структурна схема системи регулювання частоти за інтегральним відхиленням для теплової енергосистеми наведена на рис. 1.4.

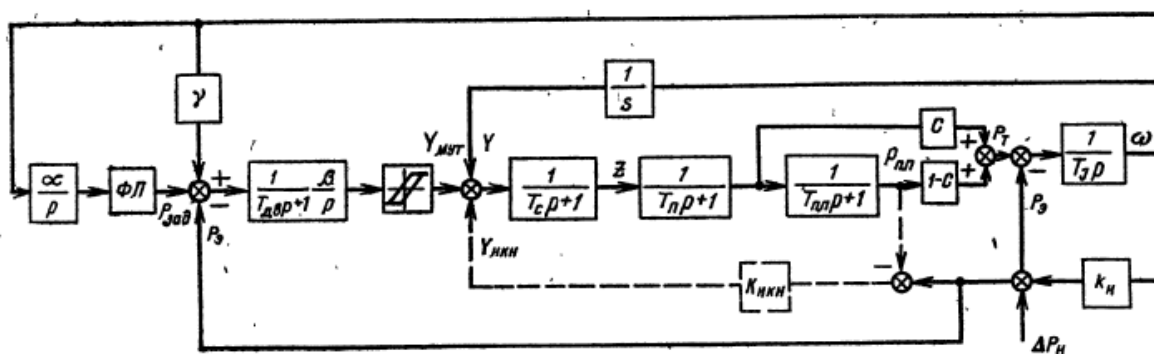


Рис.1.4. Структурна схема системи регулювання частоти для теплової енергосистеми [32]

В порівнянні зі схемою регулювання частоти за миттєвим відхиленням вона налічує додатковий контур, що накопичує інтегральне відхилення частоти та має зворотній зв'язок по потужності генератора. Як результат в системі забезпечується не лише швидка реакція на зміну частоти, а й формується коригувальна дія спрямована на її відновлення до номінального значення. Регулювання за інтегральним відхиленням поєднує швидку реакцію первинного регулювання та дію вторинного регулювання, що в подальшому забезпечує відновлення нормального режиму роботи ЕЕС.

Принцип роботи системи з регулювання за інтегральним відхиленням частоти полягає в тому, що після виникнення збурення ΔP_H змінюється частота, на зміну якої реагує регулятор турбіни. Внаслідок цього в інтегральному контурі накопичується інтегральне відхилення частоти, що керує уставкою автоматичного регулятора потужності. В залежності від співвідношення параметрів системи, інтегральний контур або сприяє відновленню частоти, або діє в протилежному напрямі, або не впливає на процес взагалі. Таке співвідношення визначається між коефіцієнтом пропорційного впливу γ .

Передавальна функція системи при збуренні по навантаженню записується як

$$\frac{\omega(p)}{\Delta P_{\text{н}}(p)} = \frac{T_c p^3 + p^2 + \beta p}{T_j T_c p^4 + (T_j + k_{\text{н}} T_c) p^3 + \left(\frac{1}{s} + k_{\text{н}}\right) p^2 + \beta(\gamma + k_{\text{н}}) p + \alpha \beta}. \quad (1.14)$$

де α – коефіцієнт інтегрального впливу, $1/\text{с}^2$; β – коефіцієнт зворотного зв'язку потужності, $1/\text{с}$; γ – коефіцієнт пропорційного впливу сигналу частотного відхилення.

Головними параметрами налаштування системи регулювання за інтегральним відхиленням є три незалежні параметри α , β і γ . Тоді як у системи регулювання за миттєвим відхиленням головним параметром є тільки коефіцієнт $K_{\text{АРЧ}}$. Це свідчить про те, що інтегральне відхилення частоти має більші можливості, щодо формування динамічних властивостей, однак з іншої сторони стає складнішою з точки зору необхідної якості регулювання та забезпечення стійкості.

Характеристичне рівняння системи регулювання за інтегральним відхиленням записується як

$$T_j T_c p^4 + (T_j + k_{\text{н}} T_c) p^3 + \left(\frac{1}{s} + k_{\text{н}}\right) p^2 + \beta(\gamma + k_{\text{н}}) p + \alpha \beta = 0. \quad (1.15)$$

Регулювання частоти за інтегральним відхиленням в порівнянні з регулюванням за миттєвим відхиленням є більш складним, але й більш досконалою моделлю. Перевагою регулювання частоти за інтегральним відхиленням є в тому, що забезпечується можливість усунення усталеного відхилення частоти та перерозподіл потужності між турбоагрегатами й електростанціями.

1.4 Існуючі методи синтезу систем керування та структур управління

Синтез систем керування та структур управління визначає склад елементів системи, зв'язки між цими елементами, принципи їх взаємодії та розподіл функцій. Для таких технічних систем як ЕЕС дана задача характеризується високою складністю, обумовлюючи багатокomпонентністю, наявністю великої кількості внутрішніх та зовнішніх зв'язків та наявності багаторівневої структури управління. До основних методів синтезу структур управління, як правило відносять: функціональний, ієрархічний, графовий та системний методи [50 - 53].

1.4.1 Системний метод синтезу системи керування

Системний метод синтезу системи керування розглядає об'єкт управління як цілісну систему, елементи якої взаємопов'язані та виконують своє функціональне призначення для досягнення мети [54]. Структура управління за даним підходом формується відповідно до складу системи, наявності зв'язків між її елементами, взаємодії із зовнішнім середовищем та з урахуванням впливу вхідних та вихідних параметрів на режим роботи системи. Даний метод дає змогу розглядати систему керування не як сукупність окремих елементів, а як впорядковану цілісність у якій властивості елементів визначаються відповідно до їх місця у загальній структурі.

До переваг методу синтезу систем керування відносять можливість комплексного розгляду об'єкта управління з урахуванням структури, цілей функціонування та внутрішніх і зовнішніх зв'язків. Це важливо для складних технічних систем, ефективність управління яких залежить від узгодженості їх взаємодії, а не лише від характеристик окремих елементів.

До недоліків методу синтезу систем керування відносять узагальнення, в результаті чого, не забезпечується детальний опис способів реалізації управління, внутрішньої організації елементів, та механізмів взаємодії. Окрім цього системний метод орієнтований на загальну структуру та властивості системи, тому при вирішенні задач синтезу автоматизованої системи керування даний метод доповнюється іншими методами для більш точного відображення інформаційної, функціональної та поведінкової характеристики елементів.

1.4.2 Функціональний метод синтезу систем керування

Функціональний метод синтезу систем керування забезпечує виділення функцій, які повинна виконувати система керування для досягнення мети [55]. Особлива увага приділяється визначенню складу функцій управління, поділ функцій на окремі підфункції, встановлення зв'язків між ними та розподілу функцій між елементами системи. Структура керування формується на основі необхідних процесів оброблення інформації, функціонального призначення системи, прийняття рішень та створення керуючих дій.

Перевагою функціонального методу синтезу систем керування є чітке зосередження на задачі, яку необхідно реалізувати системі керування. Даний метод дає змогу забезпечити повний перелік функцій, встановити логіку їх виконання та уникнути їх дублювання. Функціональний метод синтезу структури є важливим методом для проєктування автоматизованих систем керування, так як формалізує процеси контролю, регулювання, координації, аналізу, та розподіляє функції між підсистемами структури.

Недоліком функціонального методу синтезу систем керування є те, що він спрямований на опис дій та процедур, недостатньо відображаючи об'єкти, які реалізують ці функції, їхніх властивостей, характеру взаємодії та їх станів.

1.4.3 Ієрархічний метод синтезу системи керування

Ієрархічний метод синтезу системи керування відображає систему у вигляді пов'язаних між собою рівнів керування, кожен з яких забезпечує виконання визначених функцій та задач [56]. Структура керування будується відповідно до підпорядкованості, тобто нижчі рівні виконують локальні функції керування, а вищі забезпечують координацію, прийняття рішень, узгодження режимів роботи та загальне керування системою. Даний підхід забезпечує впорядкованість складної системи шляхом розподілу задач на різних рівнях керування.

До переваг ієрархічного методу слід віднести можливість структуризації систем керування та розподілення функцій між рівнями системи. Це знижує складність

аналізу системи, спрощує керування, покращує координацію підсистем та забезпечує узгодження керуючих дій.

До недоліків ієрархічного методу відноситься орієнтація переважно на вертикальні зв'язки, що не відображає в необхідному обсязі горизонтальні взаємодії між елементами. В результаті складні зв'язки можуть бути подані спрощено, що обмежує можливості даного методу, щодо опису систем з великою кількістю взаємопов'язаних між собою процесів. Також слід виділити, що ієрархічна структура не завжди забезпечує гнучкість структур керування в результаті зміни режимів роботи системи.

1.4.4 Графовий метод синтезу системи керування

Графовий метод синтезу системи керування відображає систему у вигляді графа. Вершини графа відповідають окремим елементам, підсистемам. Ребра відображають зв'язки між цими елементами та підсистемами [57]. Даний підхід описує структуру керування через конфігурацію зв'язків, залежність елементів між собою, напрями передавання інформації та характер поширення впливів керування.

До переваг графового методу слід віднести чіткість опису структури керування та її наочність. Застосування цього методу дає можливість досліджувати структурні особливості об'єктів, виконувати аналіз зв'язків між підсистемами, виявляти головні елементи системи та визначати шляхи інформаційної взаємодії.

До недоліків графового методу слід віднести те, що даний метод зосереджений саме на структурі зв'язків між елементами, динаміка поведінки, внутрішня організація, властивості елементів відображаються в недостатньому обсязі.

Таким чином графовий метод синтезу системи керування відображає топологію системи, але не забезпечує достатнього опису процесів керування, що в ній виконуються. Даний метод розглядається як засіб структурного відображення системи, який потребує доповнення іншими методами.

1.4.5 Об'єктно–орієнтований аналіз як метод синтезу системи керування

Об'єктно-орієнтований аналіз (ООА) як метод синтезу системи керування відображає систему як абстракцію об'єктів реального світу, що пов'язані між собою, мають свої атрибути, функціональне призначення, стани та зв'язки [13, 14, 58, 59]. Структура керування системи за даним методом формується через встановлення складу об'єктів, опис їх поведінки, а не лише через виділення функцій та рівні її керування. Об'єктно-орієнтований аналіз дає можливість розглядати систему керування, як сукупність об'єктів для яких шляхом застосування інформаційних технологій формалізуються стани, інформаційні зв'язки, атрибути та дії.

Перевагою даного методу є можливість відображення структурних, поведінкових та функціональних характеристик системи одночасно. В порівнянні з системним методом, який відображає об'єкт на загальному рівні та забезпечує цілісне бачення, ООА деталізує склад та опис елементів та формалізує їх взаємодію. На відміну від функціонального методу, ООА не відокремлює функції від об'єктів, що їх виконують, а забезпечує зв'язок між кожною функцією та елементом системи. В порівнянні з ієрархічним методом, ООА описує не тільки вертикальні рівні підпорядкування, а й горизонтальні зв'язки та взаємодії між об'єктами системи. На відміну від графового методу, ООА відображає внутрішні властивості об'єктів, їх стани та процеси, що в них відбуваються. Тому ООА дає можливість усунути недоліки, які властиві вище переліченим методам та забезпечити повний опис структури системи керування.

До переваг ООА також слід віднести придатність даного методу до проєктування та моделювання автоматизованої системи керування. Виділення об'єктів, зв'язків між ними, станів та їх атрибутів, що дає можливість для створення інформаційних моделей, моделей станів та моделей процесів об'єктів системи, та в подальшому забезпечує створення алгоритмічного та програмного опису системи управління.

Використання ООА потребує чіткої формалізації області дослідження, оскільки коректність синтезу залежить від правильності вибору та формалізації об'єктів, визначення їх характеристик та зв'язків між ними.

1.5 Існуючі види моделей необхідні для дослідження електроенергетичних систем

ЕЕС належить до складних технічних систем, робота якої супроводжується сукупністю статичних та динамічних процесів на всіх технічних етапах від генерації ЕЕ до її споживання за нормальних умов роботи та при дії збурень. Дослідження роботи ЕЕС потребує використання різних видів моделей в залежності від поставлених задач, способу формалізації зв'язків та процесів в системі, а також необхідного рівня деталізації [33].

В процесі моделювання ЕЕС виділяють склад елементів, процеси, що в них відбуваються, зв'язки між елементами, параметри режиму роботи системи, а також розглядають можливі варіанти дії збурень на роботу системи. Це зумовлює застосування декількох різних видів моделей, кожна з яких відображає окремий аспект системи. В якості основних видів моделей застосовують: математичні моделі, стохастичні, структурні, об'єктно-орієнтовані та табличні моделі.

1.5.1 Математична модель

Математична модель виконує опис об'єктів, режимів роботи і процесів що відбуваються в системі за допомогою математичних рівнянь, залежностей, функцій та кількісних співвідношень [32, 35, 60]. Реальні явища, що відбуваються в системі замінюються їх аналітичним описом, що забезпечує можливість визначати вплив окремих параметрів на її стан та досліджувати функціонування системи.

В процесі математичного моделювання ЕЕС виконується опис процесу генерації, передавання, розподілу та споживання ЕЕ. Забезпечується аналіз балансу потужності та частоти, зміни напруги, перетоків потужності, та динаміки процесів, що в ній відбуваються. Фізико-математична модель дає можливість встановити зв'язки між параметрами системи та математично описати фізичні процеси, що протікають [28].

Перевагою математичної моделі є висока точність розрахунків, що забезпечується аналітичним та кількісним опис режимів роботи ЕЕС і надає можливість врахувати вплив збурень на результат роботи системи. Дана модель

важлива для аналізу статичних та динамічних процесів, так як це дає можливість визначити закономірність зміни параметрів системи, виконати розрахунки режимів роботи та оцінити реакцію системи на дію збурень.

Недоліком математичної моделі є складність та громіздкість опису багатокомпонентної системи з великою кількістю елементів та їх взаємозв'язків. Це потребує необхідності введення спрощень та припущень, які не повністю відтворюють процеси, що відбуваються в системі. Математичну модель слід застосовувати для кількісного опису функціонування системи, визначення залежності між параметрами системи та для розрахунку режимів її роботи.

1.5.2 Стохастична модель

Стохастична модель виконує опис системи з урахуванням впливу випадкового характеру параметрів, станів та збурень в системі, які не можуть бути визначені в детермінованих підходах моделювання [61]. При виконанні моделювання за стохастичним методом, характеристики системи задаються за ймовірнісними законами, випадковими величинами, розподілами і статистичними оцінками, що враховують невизначеність та випадковість подій які безпосередньо впливають на роботу системи.

Моделювання ЕЕС за стохастичним методом враховує випадковість змін навантаження, вплив збурень, послідовних та раптових відмов елементів, а також надійність енергетичного обладнання та ймовірність безвідмовної роботи, як елементів так і системи в цілому. В порівнянні з математичною моделлю, яка описує процеси в системі за допомогою заданої математичної залежності, стохастична модель враховує ймовірнісний характер подій та невизначеність параметрів, що впливає на функціонування системи.

Перевагою стохастичної моделі є врахування випадкових подій, які впливають на режим роботи системи та її функціонування. Стохастична модель дає можливість враховувати ймовірність дії окремих подій, аналізувати працездатність та надійність енергетичного обладнання системи в умовах її невизначеності та дії збурень.

Недоліком стохастичної моделі є те, що результати моделювання мають пряму залежність від статистичних даних на основі яких визначаються ймовірнісні характеристики системи. При відсутності інформації в достатньому обсязі знижується точність оцінки. Тому даний метод застосовується в задачах де необхідно враховувати випадковість збурень, невизначеність і ймовірнісний характер зміни станів системи.

1.5.3 Таблична модель

Таблична модель відображає елементи системи, їх параметри, стани та розрахунки режимів роботи системи в табличній формі. Таке відображення систематизує великий обсяг інформації, забезпечує формалізований опис та спрощує обробку даних системи [62].

В процесі моделювання ЕЕС табличну модель застосовують для впорядкування даних про склад системи, параметрів режиму її роботи, характеристику об'єктів, результати розрахунків та імітаційного моделювання, ймовірності станів, тощо. Таблична модель це зручний підхід для поєднання параметрів елементів системи та встановлення відповідності між ними, що забезпечує зручність порівняння та аналіз в подальшому дослідженні роботи системи.

Перевагою табличного методу є впорядкованість, наочність та зручність систематизації параметрів та результатів розрахунків режимів роботи системи. Табличне відображення елементів системи дає можливість формалізації зв'язків між параметрами системи та узагальнення результатів розрахунків, що можуть бути отримані іншими видами моделювання.

До недоліків табличної моделі слід віднести те, що вона має суто описовий характер та не відображає динаміку процесів системи. Таблична модель не відображає зміну станів, параметри та логіку функціонування системи у часі. Тому даний вид моделі доцільно застосовувати, як допоміжну модель для формалізації та узагальнення даних, що може бути використана для подальшої можливості аналізу роботи системи.

1.5.4 Структурна модель

Структурна модель забезпечує відображення системи у вигляді сукупності її елементів та зв'язків між ними [63]. Це дає можливість відобразити її склад, будову та розгляд системи як впорядкованої множини взаємопов'язаних елементів з урахуванням фізичних, інформаційних та функціональних зв'язків між ними.

Моделювання ЕЕС за методом структурної моделі відображає взаємодію між елементами генерації, передачі, трансформації та споживання ЕЕ, а також засобів моніторингу та регулювання.

При моделюванні ЕЕС структурна модель визначає склад елементів їх взаємозв'язок, розташування, визначає напрямки передачі ЕЕ, інформаційних та керуючих дій. Даний підхід формує загальну уяву про структуру системи, визначає її основні підсистеми, елементи та взаємозв'язки між ними. Ефективність дослідження при використанні структурної моделі залежить від правильного визначення складу елементів системи і характеру зв'язків між цими елементами.

До переваг структурної моделі слід віднести цілісність відображення системи з урахуванням її елементів та зв'язків між ними. Це дає можливість виявити напрями взаємодії між елементами, впорядкувати уявлення про структуру системи та виконати її опис. Структурне моделювання є зручним підходом для початкового аналізу складних систем, так як воно виділяє головні складові системи та формує загальну логіку її побудови.

Недоліком структурної моделі є те, що вона відображає склад системи та зв'язки між елементами системи, але при цьому не забезпечує достатнього опису внутрішніх характеристик елементів, їх кількісних параметрів та динаміки процесів, що відбуваються.

1.6 Аналіз впливу проєктних та позапроєктних збурень на роботу електроенергетичної системи

В процесі функціонування ЕЕС відбуваються постійні зміни навантаження системи, виникають відхилення параметрів режиму її роботи та відключення елементів системи, що призводить до порушення балансу потужності та частоти. Все

це пов'язано з дією проєктних та позапроєктних збурень, які безпосередньо впливають на надійність енергетичного обладнання та стійкість роботи ЕЕС [31, 34]. Надійність та стійкість роботи ЕЕС визначається здатністю системи зберігати працездатний стан в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень [19]. Внаслідок цього аналіз збурень є невід'ємною складовою дослідження режимів роботи ЕЕС та ефективності роботи автоматизованих систем керування [23, 24, 36].

Збурення, що виникають в процесі функціонування ЕЕС, поділяють на проєктні та позапроєктні. До проєктних збурень відносять такі види збурень, що враховуються на стадії проєктування ЕЕС. До позапроєктних збурень відносять такі види збурень, які виходять за межі розрахункових сценаріїв і характеризуються складністю розвитку, неможливістю передбачення та підвищеною інтенсивністю.

Отже, аналіз впливу проєктних та позапроєктних збурень є необхідним та важливим етапом при аналізі та дослідженні роботи ЕЕС.

1.6.1 Проєктні збурення в електроенергетичній системі

Проєктні збурення призводять до порушення нормального режиму роботи ЕЕС. Можливий вплив проєктних збурень враховується на етапі проєктування системи, вибору обладнання та розрахунку режимів її роботи.

До проєктних збурень, як правило відносять зміну активного навантаження, відключення елементів системи, коливання напруги, короткі замикання та інші аварійні й післяаварійні режими роботи системи для яких забезпечується запас стійкості на етапі проєктування [19, 24, 64].

Вплив проєктних збурень відображається в першу чергу на балансі потужності та частоти ЕЕС. У випадку дії проєктних збурень система автоматичного регулювання потужності та частоти забезпечує компенсацію даних видів збурень та виконує перехід в новий усталений режим роботи ЕЕС.

Особливу значення при дії проєктних збурень приділяється ступінчастій зміні навантаження, так як саме воно пов'язано з дією автоматичного регулятора частоти та потужності.

1.6.2 Позапроектні збурення в електроенергетичній системі

Позапроектні збурення відносять до таких видів збурень, які не відповідають умовам прийнятим на стадії проектування, та вибору засобів забезпечення надійності енергетичного обладнання та стійкості ЕЕС.

До позапроектних збурень відносять: порушення роботи систем зв'язку, одночасну відмову декількох елементів системи, значну втрату потужності в вузлах ЕЕС, вплив природних явищ на елементи системи, та всі інші події, що призводять до стрімкого погіршення нормального режиму роботи ЕЕС [19, 26, 28, 64].

Індикатором дії позапроектних збурень є стрімке зниження частоти в результаті глибокої зміни балансу активної потужності, а також перевантаженням окремих елементів мережі, різкі зміни перетоків активної потужності та зниженням ефективності роботи автоматизованих систем керування. Наслідком дії позапроектних збурень може бути порушення стійкості ЕЕС та утворення каскадних відмов елементів системи, що призводить до лавиноподібного спаду частоти.

1.6.3 Аналіз проектних і позапроектних збурень та їх наслідків у світовій практиці

Зі світової практики експлуатації ЕЕС слідує, що наслідки проектних збурень, як правило ліквідуються дією штатних автоматизованих систем керування, протиаварійної автоматики та релейного захисту. Для таких видів збурень характерно те, що навіть за аварійного характеру вони знаходяться в межах сценаріїв, що враховуються на етапі проектування та планування систем автоматичного регулювання потужності та частоти.

Зовсім інший характер мають позапроектні збурення. Вони як правило виходять за межі сценаріїв, що розглядаються при проектуванні та плануванні ЕЕС. Наслідки дії позапроектних збурень залежать від її величини та масштабності і може призвести до втрати стійкості системи та лавиноподібного спаду частоти, що в результаті призводить до повного блекауту.

Одним з прикладів впливу позапроектного збурення це аварія в північно – східній частині США та Канади 14 серпня 2003 року [65]. В звіті U.S. – Canada Power

System Outage Task Force повідомляється, що в результаті виникнення початкових порушень, недостатній обізнаності операторів, відмові засобів моніторингу та розвитку каскадних відключень призвело до виникнення масштабного блекауту. Цей випадок свідчить про те, що локальні порушення режиму роботи системи можуть призвести до втрати стійкості системи.

Іншим випадком втрати стійкості ЕЕС є блекаут в Італії 28 вересня 2003 року. В звіті UCTE вказано, що в результаті аварії на міждержавних лініях електропередачі (ЛЕП) відбулося відокремлення італійської ЕЕС від об'єднаної європейської мережі ENTSO-E [66]. В результаті чого виник дефіцит активної потужності, що призвів до різкого зниження частоти. Утримати стійкий ізольований режим роботи ЕЕС не вдалося, незважаючи на дію первинного регулювання та дію АЧР внаслідок цього в системі виник блекаут. Позапроєктні збурення виникли в результаті втрати міжсистемних зв'язків з переходом в ізольований режим роботи системи з наявним дефіцитом активної потужності.

Системне порушення в континентальній Європі, що відбулося 4 листопада 2006 року, свідчить про поділ синхронної ОЕС на три області, в результаті аварійного розвитку подій [67]. В одній з систем виник дефіцит активної потужності, а в іншій профіцит активної потужності, в результаті чого відбулися перебої електропостачання для мільйонів споживачів у різних країнах Європи. Позапроєктне збурення набуло міждержавного характеру, що призвело до втрати стійкості декількох ізольованих ЕЕС.

В результаті дії шторму «Elliott» у північній Америці в грудні 2022 року відбулося позапроєктне збурення в мережевих ЛЕП, що призвело до відключення генеруючих установок виникнення дефіциту активної потужності та відсутності резерву [68]. Результатом позапроєктного збурення, внаслідок екстремальних погодних умов, виникли масові обмеження в електропостачанні, та наявність дефіциту активної потужності.

Позапроєктне збурення, що відбулося в південно-східній Європі 21 червня 2024 року призвело до колапсу напруги з подальшим виникненням блекауту в Албанії, Чорногорії, Боснії і Герцеговині та Хорватії [69]. В результаті якого відбулося

відключення елементів ЕЕС та порушення електропостачання. Дана ситуація відображає вплив позапроектного збурення, який поширюється в границях міждержавної ЕЕС та спричиняє регіональну аварію з масштабними наслідками.

1.7 Постановка завдання дослідження

Узагальнюючи матеріали, що представлені в підпунктах 1.1 – 1.6, можна визначити мету дисертаційного дослідження, яка полягає в підвищенні ефективності функціонування електроенергетичної системи за умов дії проектних та позапроектних збурень шляхом розроблення комплексної імітаційної та динамічної моделей, а також удосконалення методу автоматизованого структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти.

На першому етапі дослідження необхідно розробити комплексну імітаційну модель ЕЕС з урахуванням наступних видів моделей: структурної, об'єктно-орієнтованої, математичної, стохастичної та табличної моделей для формалізації елементів системи, інформаційних та фізичних потоків, зміни параметрів та станів елементів в результаті дії проектних та позапроектних збурень.

В цьому напрямку потрібно буде вирішити наступні завдання:

- виконати об'єктно-орієнтований аналіз ЕЕС на основі якого розробити інформаційну модель та модель станів об'єктів ЕЕС;
- розробити стохастичну модель об'єктів ЕЕС для можливості визначення надійності енергетичного обладнання ЕЕС;
- розробити фізико-математичну модель об'єктів ЕЕС для аналізу фізичних потоків між об'єктами системи.
- розробити табличну модель відображення параметрів та станів об'єктів ЕЕС.

На другому етапі дослідження необхідно удосконалити метод автоматизованого управління балансом потужності та частоти електроенергетичної системи, що забезпечить формування єдиного методу автоматизованого структурно-параметричного управління в результаті дії проектних та позапроектних збурень. Та розробити динамічну модель ЕЕС управління балансом потужності та частоти електроенергетичної системи в результаті дії проектних та позапроектних збурень.

Для вирішення цієї задачі необхідно:

- удосконалити метод автоматизованого структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти ЕЕС;
- розробити динамічну модель управління балансом потужності та частоти ЕЕС в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень.

На третьому етапі дослідження запропонувати метод оцінки ефективності поставки електричної енергії за узагальненим критерієм згортки частинних критеріїв.

Для вирішення цієї задачі необхідно сформулювати узагальнений критерій згортки з відстанню до ідеальної точки за нормою L_2 з урахування наступних частинних критеріїв: об'єму поставки ЕЕ, якості поставки ЕЕ та ефективності поставки ЕЕ.

РОЗДІЛ 2. КОМПЛЕКСНА ІМІТАЦІЙНА МОДЕЛЬ ТА МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

В даному розділі розроблено комплексну імітаційну модель ЕЕС, яка відтворює багаторівневу структуру, що поєднує фізичні та інформаційні потоки між об'єктами. Комплексна імітаційна модель розроблена на основі п'яти видів моделей, а саме: структурної, об'єктно-орієнтованої, стохастичної, математичної та табличної моделей.

Об'єктно-орієнтована модель формалізує елементи ЕЕС та зв'язки між ними як абстракції елементів реального світу і створює підґрунтя для подальшого імітаційного моделювання. Перелік елементів ЕЕС та зв'язки між ними відображаються на інформаційній моделі системи. Для формалізації життєвих циклів елементів ЕЕС розроблено діаграми переходів станів (ДПС) [58, 59].

Математична модель ЕЕС відображає фізичні процеси, пов'язані з регулюванням потужності та частоти системи. Кожен з елементів системи описується фізичними величинами, на основі яких виконується управління режимами роботи ЕЕС [70, 71].

Стохастична модель описує надійність енергетичного обладнання та системи на основі ймовірності безвідмовної роботи ЕЕС в умовах дії проєктних і позапроєктних збурень [72, 73].

Таблична модель відображає параметри елементів системи та розрахункові значення балансу потужності та частоти, на основі яких виконується аналіз режиму роботи ЕЕС та вжиття відповідних заходів для збереження або відновлення балансу потужності та частоти ЕЕС [74].

Структурна модель інтегрує всі перелічені моделі в єдину комплексну імітаційну модель ЕЕС [75].

2.1 Структура комплексної імітаційної моделі електроенергетичної системи

Комплексна імітаційна модель ЕЕС відтворює багаторівневу структуру зв'язків між об'єктами, поєднуючи в одній моделі фізичні та інформаційні потоки з урахуванням впливу проєктних та позапроєктних збурень з безперервною фіксацією вхідних та вихідних параметрів елементів системи.

Структура комплексної імітаційної моделі ЕЕС забезпечує синтез систем її комплексного опису шляхом поєднання п'яти видів моделей, а саме: структурної, об'єктно-орієнтованої, математичної моделі, стохастичної та табличної [15-17, 20].

Структура комплексної імітаційної моделі ЕЕС приводиться на рис. 2.1.

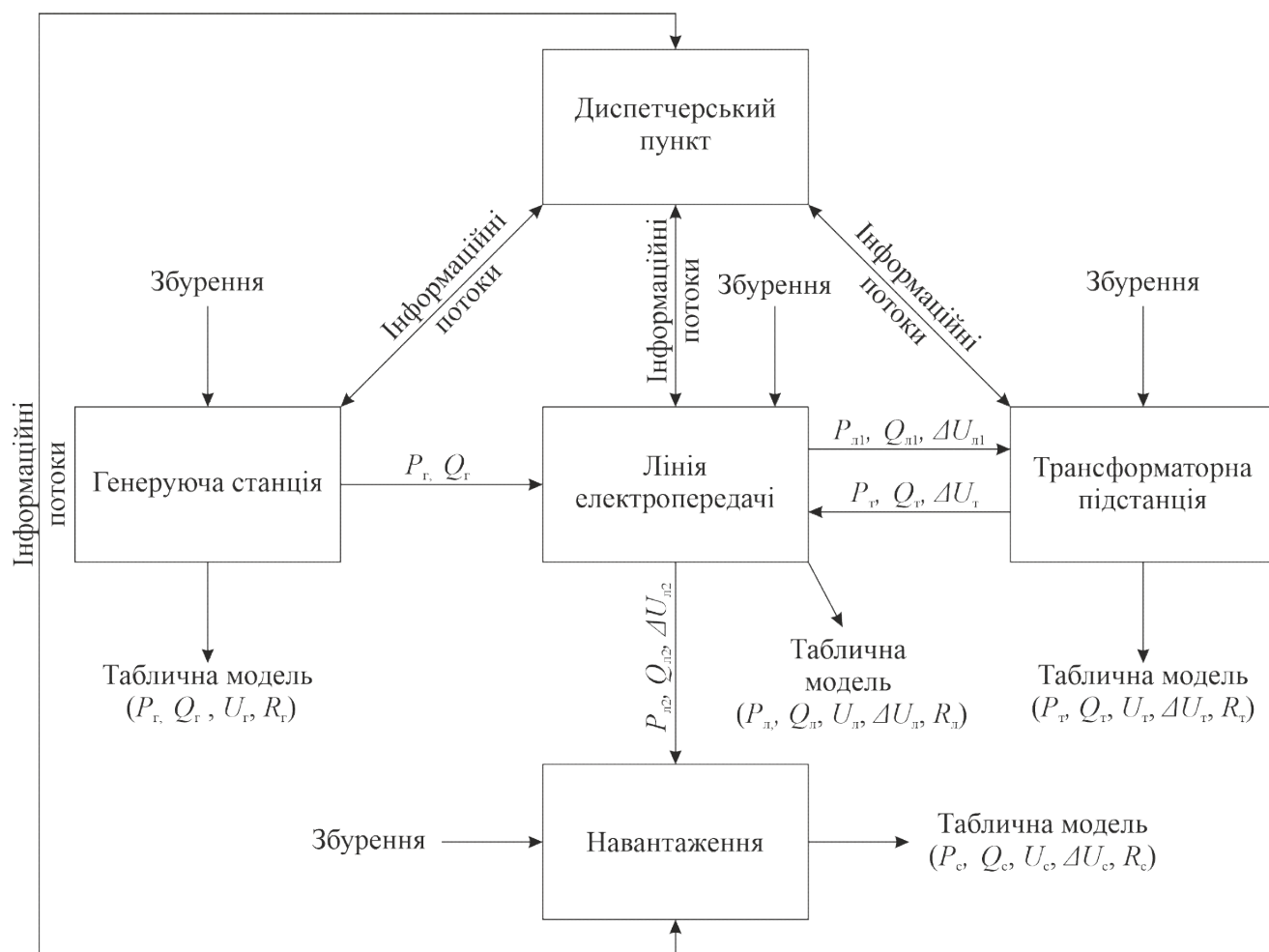


Рис. 2.1. Структура комплексної імітаційної моделі ЕЕС. Джерело: розроблено автором

Структурна модель відображає взаємозв'язки елементів ЕЕС, фізичні та інформаційні потоки між ними, враховує дії проєктних та позапроєктних збурень, а також фіксує параметри системи.

Об'єктно-орієнтована модель формує об'єкти ЕЕС, як абстракції елементів реального світу та формалізує зв'язки між ними.

Математична модель описує фізичні процеси ЕЕС, а саме фізичні потоки, що характеризуються наступними параметрами: активна та реактивна потужність генерації / споживання ($P_G, Q_G / P_N, Q_N$), напруга у вузлах об'єктів (U), втрати активної і реактивної потужності ($\Delta P, \Delta Q$), втрати напруги (ΔU).

Стохастична модель враховує невизначеність системи в умовах дії проєктних та позапроєктних збурень, що характеризується ймовірністю безвідмовної роботи елементів та ЕЕС (R_i).

Таблична модель безперервно фіксує всі параметри системи, пов'язані з фізичними потоками та показниками надійності елементів ЕЕС.

2.2 Об'єктно-орієнтована модель електроенергетичної системи

Стрімкий розвиток ЕЕС, який характеризується впровадженням альтернативних джерел енергії та об'єктів розподіленої генерації змінює архітектуру сучасної системи [18]. Поява великої кількості генеруючих станцій, ліній електропередачі та трансформаторних підстанцій на різних рівнях ієрархії, а також узгодження їх роботи з існуючими об'єктами ЕЕС, ускладнює топологію системи та створює значні виклики щодо управління режимами їх роботи.

Забезпечення балансу потужності та частоти в ЕЕС є однією з головних задач, що потребує застосування автоматизованих систем керування з мінімальним втручанням оперативного персоналу. Це необхідно для швидкої реакції ЕЕС у разі виникнення збурень та вжиття відповідних заходів щодо їх усунення.

Об'єктно-орієнтований підхід дозволяє моделювати складні системи як сукупність взаємодіючих об'єктів, кожен з яких є абстракцією предметів реального світу [58, 59]. Такий підхід спрощує складність системи за рахунок високого рівня

абстракції, що дозволяє відстежити ієрархічні зв'язки між об'єктами, внутрішні стани та процеси, які відбуваються в об'єктах [76-79].

Об'єктно-орієнтований аналіз ЕЕС складається з трьох етапів: інформаційне моделювання, моделювання станів та моделювання процесів [58].

На першому етапі визначаються об'єкти ЕЕС та формуються зв'язки між ними. Результатом першого етапу є інформаційна модель ЕЕС. На другому етапі розглядається поведінка визначених об'єктів у часі, через моделі станів об'єктів, що формалізують їх життєві цикли та переходи між станами цих об'єктів. Результатом другого етапу є ДПС для кожного об'єкта ЕЕС. На третьому етапі визначається природа дій, що спричиняють переходи між станами об'єктів, шляхом поділу дій на фундаментальні процеси. Результатом третього етапу є діаграми потоків даних дій (ДПДД).

2.2.1 Інформаційна модель електроенергетичної системи

ЕЕС – це сукупність об'єктів електроенергетики, які об'єднані спільним режимом виробництва, передачі, розподілу та споживання ЕЕ при централізованому управлінні режимами її роботи [26].

Інформаційне моделювання полягає в виділенні абстракцій реальних об'єктів ЕЕС їх атрибутів та зв'язків. В якості об'єктів ЕЕС виділяються: генеруюча станція, ЛЕП, трансформаторна підстанція, споживач, датчик, таймер, регулятор та монітор [13, 16, 17, 20].

На рис. 2.2 приводиться ідентифікація об'єкта «Генеруюча станція».

Опис об'єкта. Об'єкт «Генеруюча станція» є абстракцією реальних джерел ЕЕ, що входять до структури ЕЕС. До джерел ЕЕ відносяться: АЕС, ТЕС, теплоелектроцентралі (ТЕЦ), ГЕС, ГАЕС, сонячні електростанції (СЕС), вітрові електростанції (ВЕС) тощо. Функціональне призначення об'єкта полягає у виробництві ЕЕ, шляхом перетворення первинної енергії в ЕЕ.

3. Генеруюча станція (Г)
*ID станції
- Тип станції
- Потужність
- Клас напруги
- ID регулятора (R2)
- ID лінії (R6)
- ID датчика (R10)

Рис. 2.2. Ідентифікація об'єкта «Генеруюча станція». Джерело: розроблено автором

Об'єкт «Генеруюча станція» має наступні атрибути:

- ID станції – привілейований ідентифікатор за яким розрізняють екземпляри об'єкта та позначається як «*». Позначення (Г) є ключовим літералом, яким у подальшому позначає об'єкт на інформаційній моделі;
- Тип станції – описовий атрибут. Фіксує до якого типу генеруючої електростанції відноситься відповідний екземпляр;
- Потужність – описовий атрибут. Відображає номінальну встановлену потужність екземпляру генеруючої станції;
- Клас напруги – описовий атрибут. Відображає номінальну напругу екземпляру генеруючої станції;
- ID регулятора (R2) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Генеруюча станція» з яким взаємодіє об'єкт «Регулятор»;
- ID лінії (R6) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Генеруюча станція» з яким взаємодіє об'єкт «Лінія електропередачі»;
- ID датчика (R10) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Генеруюча станція» з яким взаємодіє об'єкт «Датчик».

В будь якій системі між об'єктами є певний зв'язок, що вказує на взаємодію цих об'єктів. В інформаційній моделі зв'язки, графічно позначаються лініями між прямокутниками об'єктів. Кожному зв'язку присвоюється власний ідентифікатор «R», який відображається на кожній лінії.

Кожен зв'язок має опис, що включає: ідентифікацію, формулювання ім'я, вид зв'язку.

На рис. 2.3 приводиться ідентифікація зв'язку між об'єктами: «Генеруюча станція» та «Лінія електропередачі».

Опис зв'язку. Зв'язок між об'єктами «Генеруюча станція» та «Лінія електропередачі» має ідентифікатор «R6» і належить до безумовних зв'язків типу багато-до-багатьох.

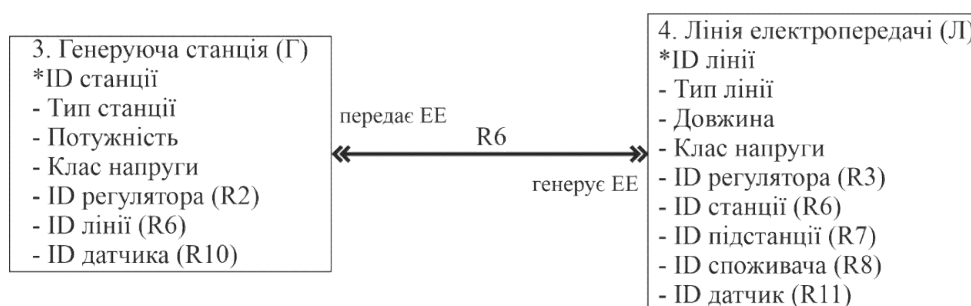


Рис. 2.3. Ідентифікація зв'язку між об'єктами «Генеруюча станція» та «Лінія електропередачі». Джерело: розроблено автором

Декілька екземплярів об'єкта «Генеруюча станція» можуть генерувати та передавати ЕЕ декільком екземплярам об'єкта «Лінія електропередачі», тоді як декілька екземплярів об'єкта «Лінія електропередачі» можуть бути пов'язані з декількома екземплярами об'єкта «Генеруюча станція».

На рис. 2.4 приводиться інформаційна модель ЕЕС [13, 14, 20].

Об'єкт «Лінія електропередачі» є абстракцією елементів ЕЕС. Функціональне призначення: передача ЕЕ між об'єктами «Генеруюча станція» та «Трансформаторна підстанція», а також між об'єктами «Трансформаторна підстанція» та «Споживач».

Атрибути об'єкта «Лінія електропередачі»:

- *ID лінії – привілейований ідентифікатор. Унікальне позначення кожної ЛЕП в ЕЕС;
- Тип лінії – описовий атрибут. Повітряна або кабельна лінія електропередачі;
- Довжина – описовий атрибут. Протяжність лінії між об'єктами;

- Клас напруги – описовий атрибут. Номінальна напруга ЛЕП;
- ID регулятора (R3) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Регулятор» з яким взаємодіє об'єкт «Лінія електропередачі»;
- ID станції (R6) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Генеруюча станція» з яким взаємодіє об'єкт «Лінія електропередачі»;
- ID підстанції (R7) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Трансформаторна підстанція» з яким взаємодіє об'єкт «Лінія електропередачі»;

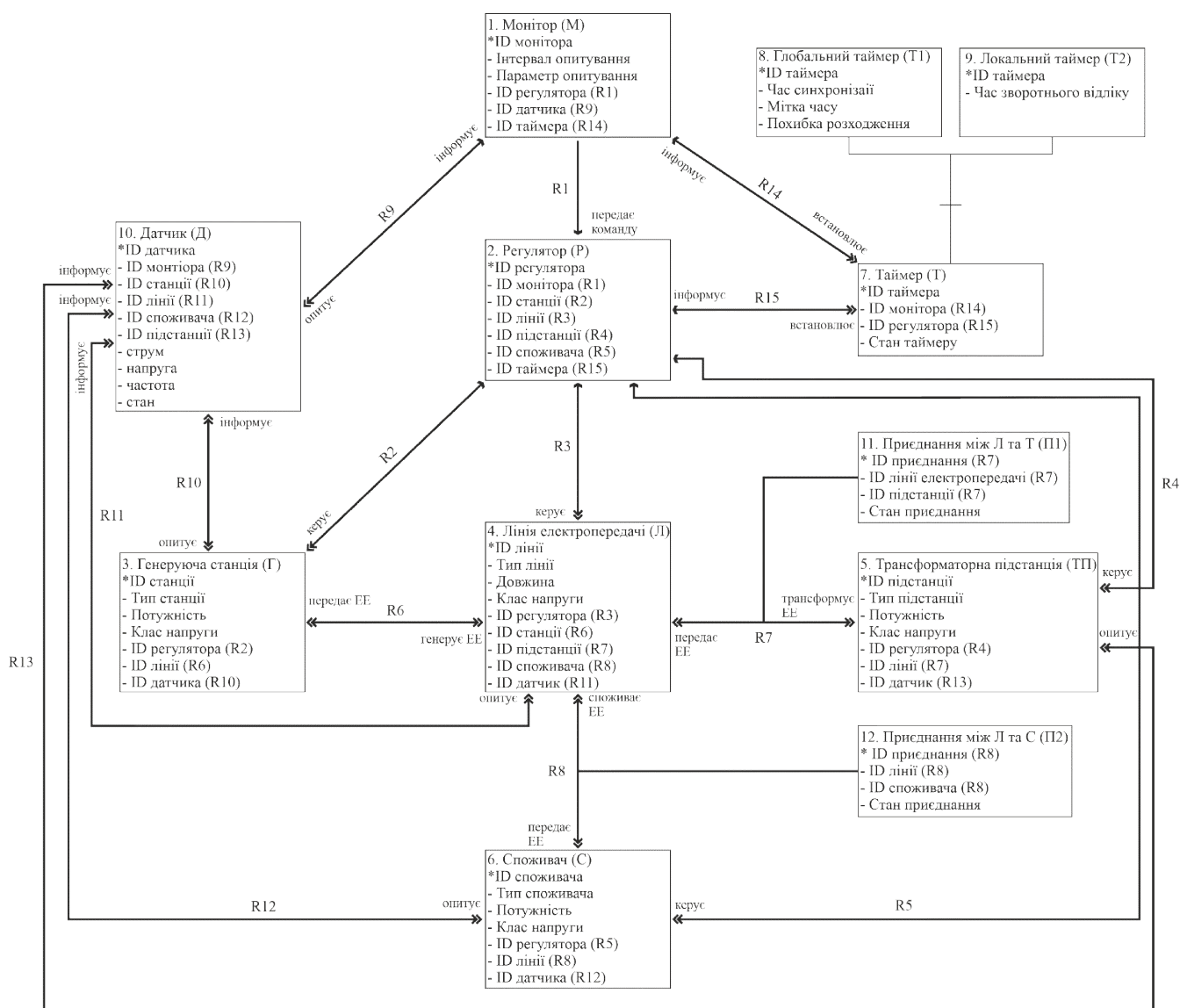


Рис. 2.4. Інформаційна модель ЕЕС. Джерело: розроблено автором

– ID споживача (R8) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Споживач» з яким взаємодіє об'єкт «Лінія електропередачі»;

– ID датчика (R11) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Датчика» з яким взаємодіє об'єкт «Лінія електропередачі».

Об'єкт «Трансформаторна підстанція» є абстракцією елементів ЕЕС. Функціональне призначення: перетворення напруги (підвищення або пониження).

Атрибути об'єкта «Трансформаторна підстанція»:

– *ID підстанції – привілейований ідентифікатор. Унікальне позначення кожної трансформаторної підстанції в ЕЕС;

– Тип підстанції – описовий атрибут. Підвищувальна, понижувальна;

– Потужність – описовий атрибут. Сумарна встановлена потужність трансформаторів підстанції;

– Клас напруги – описовий атрибут. Номінальна напруга трансформаторної підстанції;

– ID регулятора (R4) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Регулятор» з яким взаємодіє об'єкт «Трансформаторна підстанція»;

– ID лінії (R7) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Лінія електропередачі» з яким взаємодіє об'єкт «Трансформаторна підстанція»;

– ID датчика (R13) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Датчика» з яким взаємодіє об'єкт «Трансформаторна підстанція».

Об'єкт «Споживач» є абстракцією елементів навантаження ЕЕС. Функціональне призначення: споживання ЕЕ.

Атрибути об'єкта «Споживач»:

– *ID споживача – привілейований ідентифікатор. Унікальне позначення кожного споживача в ЕЕС;

– Тип споживача – описовий атрибут. Комерційний або побутовий споживач;

– Потужність – описовий атрибут. Потужність споживання;

– Клас напруги – описовий атрибут. Номінальна напруга споживача;

– ID регулятора (R5) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Регулятор» з яким взаємодіє об'єкт «Споживач»;

– ID лінії (R8) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Лінія електропередачі» з яким взаємодіє об'єкт «Споживач»;

– ID датчика (R12) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Датчик» з яким взаємодіє об'єкт «Споживач».

Об'єкт «Приєднання між Л та Т» є асоціативним об'єктом. Функціональне призначення: відображає існування конкретного приєднання між об'єктами «Лінія електропередачі» та «Трансформаторна підстанція», а також зберігає інформацію про його стан.

Атрибути об'єкта «Приєднання між Л та Т»:

– *ID приєднання R7 – привілейований ідентифікатор. Унікальне позначення кожного зв'язку між об'єктами «Лінія електропередачі» та «Трансформаторна підстанція»;

– ID лінії (R7) – ідентифікатор ЛЕП;

– ID підстанції (R7) – ідентифікатор трансформаторної підстанції;

– Стан приєднання – увімкнений або вимкнений.

Об'єкт «Приєднання між Л та С» є асоціативним об'єктом. Функціональне призначення: відображає існування конкретного приєднання між об'єктами «Лінія електропередачі» та «Споживач», а також зберігає інформацію про його стан.

Атрибути об'єкта «Приєднання між Л та С»:

– *ID приєднання R8 – привілейований ідентифікатор. Унікальне позначення кожного зв'язку між об'єктами «Лінія електропередачі» та «Споживач»;

– ID лінії (R8) – ідентифікатор лінії;

– ID споживача (R8) – ідентифікатор споживача;

– Стан приєднання – увімкнений або вимкнений.

Об'єкт «Монітор» є абстракцією елементу ЕЕС. Функціональне призначення: збір параметрів та станів кожного елемента ЕЕС, зберігає отриману інформацію в табличну модель, на підставі якої виконує розрахунки режиму роботи ЕЕС та формує керуючі дії, які спрямовані до об'єкта «Регулятор».

Атрибути об'єкта «Монітор»:

– *ID монітора – привілейований ідентифікатор. Унікальне позначення кожного монітора в ЕЕС;

– Інтервал опитування – допоміжний атрибут. Періодичність зняття інформації з підпорядкованих об'єктів ЕЕС;

– Параметр опитування – допоміжний атрибут. Частота, напруга, струм, потужність або стан об'єкта;

– ID регулятора (R1) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Регулятора» з яким взаємодіє об'єкт «Монітор»;

– ID датчика (R9) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Датчика» з яким взаємодіє об'єкт «Монітор»;

– ID таймера (R14) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Таймера» з яким взаємодіє об'єкт «Монітор».

Об'єкт «Регулятор» є абстракцією керуючих елементів різних рівнів ЕЕС. Функціональне призначення: регулювання параметрів та управління структурою ЕЕС, залежно від отриманої аналітичної інформації, від об'єкта «Монітор».

– *ID регулятора – привілейований ідентифікатор. Унікальне позначення регулятора в ЕЕС;

– ID монітора (R1) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Монітора» з яким взаємодіє об'єкт «Регулятор»;

– ID станції (R2) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Генеруючої станції» з яким взаємодіє об'єкт «Регулятор»;

– ID лінії (R3) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Лінії електропередачі» з яким взаємодіє об'єкт «Регулятор»;

– ID підстанції (R4) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Трансформаторна підстанція» з яким взаємодіє об'єкт «Регулятор»;

– ID споживача (R5) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Споживач» з яким взаємодіє об'єкт «Регулятор»;

– ID таймера (R15) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Таймер» з яким взаємодіє об'єкт «Регулятор».

Об'єкт «Таймер» є абстракцією елементів відліку часу. Об'єкт «Таймер» відноситься до об'єкта супертипу та має зв'язок супертипу-підтипу з об'єктами «Глобальний таймер» та «Локальний таймер». Об'єкт підтипу «Глобальний таймер» виконує астрономічну синхронізацію часу для всіх об'єктів ЕЕС. Об'єкт підтипу «Локальний таймер» виконує відлік часового інтервалу для роботи алгоритму структурно-параметричного автоматичного управління балансом потужності та частоти.

- *ID таймера – привілейований ідентифікатор. Унікальне позначення таймера в ЕЕС;
- Час синхронізації – вказівний атрибут, фіксує час останнього узгодження внутрішнього часу ЕЕС з еталонним зовнішнім часом;
- Мітка часу – описовий атрибут, відображає поточний астрономічний час;
- Похибка розходження – вказівний атрибут, визначає розходження між внутрішнім часом ЕЕС та зовнішнім еталонним значенням;
- Стан таймеру – увімкнений або вимкнений;
- ID монітора (R14) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Таймер» з яким взаємодіє об'єкт «Регулятор»;
- ID регулятора (R15) – допоміжний атрибут. Ідентифікатор об'єкта «Таймер» з яким взаємодіє об'єкт «Регулятор».

Опис зв'язків:

Зв'язок R1: «Монітор» – «Регулятор». Об'єкт «Монітор» передає інформацію об'єкту «Регулятор». Тип зв'язку: один-до-одного.

Зв'язок R2: «Регулятор» – «Генеруюча станція». Об'єкт «Регулятор» керує режимом роботи об'єкта «Генеруюча станція». Тип зв'язку: один-до-багатьох.

Зв'язок R3: «Регулятор» – «Лінія електропередачі». Об'єкт «Регулятор» керує режимом роботи об'єкта «Лінія електропередачі». Тип зв'язку: один-до-багатьох.

Зв'язок R4: «Регулятор» – «Трансформаторна підстанція». Об'єкт «Регулятор» керує режимом роботи об'єкта «Трансформаторна підстанція». Тип зв'язку: один-до-багатьох.

Зв'язок R5: «Регулятор» – «Споживач». Об'єкт «Регулятор» керує режимом роботи об'єкта «Споживач». Тип зв'язку: один-до-багатьох.

Зв'язок R6: «Генеруюча станція» – «Лінія електропередачі». Об'єкт «Генеруюча станція» передає згенеровану ЕЕ об'єкту «Лінія електропередачі». Тип зв'язку: багато-до-багатьох.

Зв'язок R7: «Лінія електропередачі» – «Трансформаторна підстанція». Об'єкт «Лінія електропередачі» передає ЕЕ об'єкту «Трансформаторна підстанція». Тип зв'язку: багато-до-багатьох.

Зв'язок R8: «Лінія електропередачі» – «Споживач». Об'єкт «Лінія електропередачі» передає ЕЕ об'єкту «Споживач». Тип зв'язку: багато-до-багатьох.

Зв'язок R9: «Монітор» – «Датчик». Об'єкт «Монітор» опитує об'єкт «Датчик». Тип зв'язку: один-до-багатьох.

Зв'язок R10: «Датчик» – «Генеруюча станція». Об'єкт «Датчик» опитує об'єкт «Генеруюча станція». Тип зв'язку: багато-до-багатьох.

Зв'язок R11: «Датчик» – «Лінія електропередачі». Об'єкт «Датчик» опитує об'єкт «Лінія електропередачі». Тип зв'язку: багато-до-багатьох.

Зв'язок R12: «Датчик» – «Споживач». Об'єкт «Датчик» опитує об'єкт «Споживач». Тип зв'язку: багато-до-багатьох.

Зв'язок R13: «Датчик» – «Трансформаторна підстанція». Об'єкт «Датчик» опитує об'єкт «Трансформаторна підстанція». Тип зв'язку: багато-до-багатьох.

Зв'язок R14: «Монітор» – «Таймер». Об'єкт «Монітор» відправляє команду на встановлення часу відліку об'єкту «Таймер». Тип зв'язку: один-до-багатьох.

Зв'язок R15: «Регулятор» – «Таймер». Об'єкт «Регулятор» відправляє команду на встановлення часу відліку об'єкту «Таймер». Тип зв'язку: один-до-багатьох.

2.2.2 Діаграми переходів в стани для об'єктів електроенергетичної системи

Кожен із предметів реального світу має обмежений строк існування та впродовж життя проходить та набуває різні стани. Сукупність станів і переходів між ними формує власну модель поведінки об'єкта. Враховуючи те, що об'єкт – це

абстракція предметів реального світу, то й модель поведінки таких об'єктів є абстракцією їхньої поведінки у вигляді життєвого циклу об'єкта [58].

Життєвий цикл забезпечує опис моделі поведінки об'єкта, що використовується усіма його екземплярами та відображається на ДПС [13, 14].

ДПС складається зі станів, подій та правил переходів між станами об'єкта. Стан об'єкта – це його положення, яке керується певним набором правил, ліній поведінки, має свій унікальний номер, ім'я та позначається на ДПС прямокутником [58, 59]. Подія – це абстракція інциденту або сигналу в реальному світі, що породжує перехід об'єкта в новий стан та позначається унікальною міткою [58]. Переходи між станами позначаються стрілками.

На рис. 2.5 приводиться діаграма станів об'єкта «Генеруюча станція»

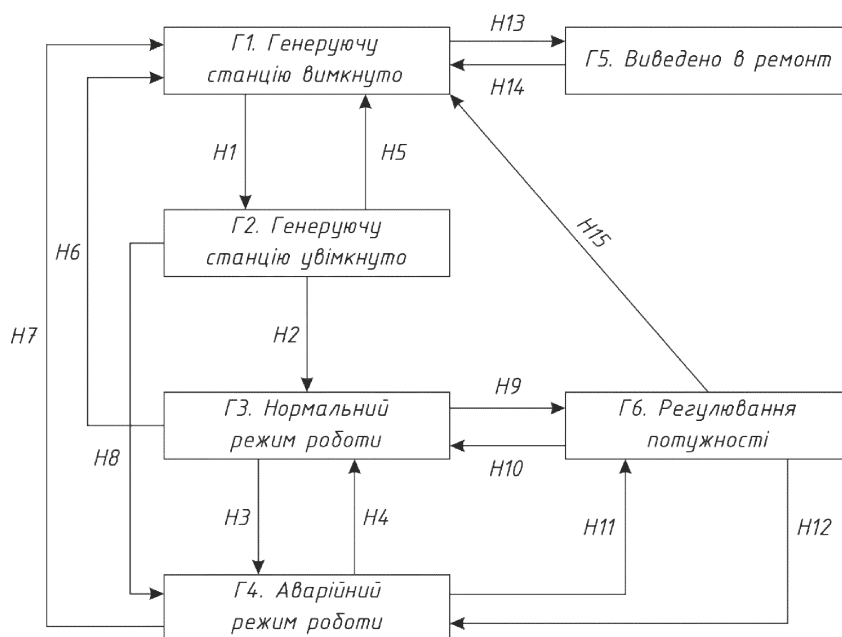


Рис. 2.5. ДПС об'єкта «Генеруюча станція». Джерело: розроблено автором

В життєвому циклі об'єкт «Генеруюча станція» може знаходитись в одному з наступних станів:

- Г1 – Генеруючу станцію вимкнено;
- Г2 – Генеруючу станцію увімкнено;
- Г3 – Нормальний режим роботи;

- Г4 – Аварійний режим роботи;
- Г5 – Виведено в ремонт;
- Г6 – Регулювання потужності.

Життєвий цикл об'єкта «Генеруюча станція» починається після отримання команди «Увімкнути генеруючу станцію» від об'єкта «Регулятор» по каналу зв'язку R2. У разі отримання відповідної команди виконується подія Н1 «Увімкнути генеруючу станцію», яка виконує перехід від стану Г1 «Генеруючу станцію вимкнено» до стану Г2 «Генеруючу станцію увімкнено».

У разі успішного увімкнення екземпляра виконується подія Н2 «Перейти в нормальний режим роботи», і екземпляр приймає стан Г3 «Нормальний режим роботи». У протилежному випадку виконується подія Н6 «Вимкнути генеруючу станцію», і екземпляр приймає стан Г1 «Генеруючу станцію вимкнено».

В нормальному режимі роботи на екземпляр «Генеруюча станція» можлива дія проєктних та позапроєктних збурень. В результаті дії збурення екземпляр переходить зі стану Г3 «Нормальний режим роботи» в стан Г4 «Аварійний режим роботи», як наслідок події Н3 «Перейти в аварійний режим роботи». У разі неможливості ліквідації збурення породжується подія Н7 «Вимкнути генеруючу станцію» і виконується перехід в стан Г1 «Генеруючу станцію вимкнено». При ліквідації наслідків збурення екземпляр повертається в стан Г3 «Нормальний режим роботи» в результаті події Н4 «Перейти в нормальний режим роботи».

У разі отримання команди від об'єкта «Регулятор» щодо необхідності в регулюванні потужності виконується подія Н9 або Н11 «Виконати регулювання потужності» залежно від стану, в якому знаходиться екземпляр. Після завершення регулювання потужності відбуваються події Н10 «Перейти в нормальний режим роботи» або Н12 «Перейти в аварійний режим роботи».

При отриманні команди від об'єкта «Регулятор» вимкнути екземпляр «Генеруюча станція» по зв'язку R2 відбувається подія «Вимкнути генеруючу станцію», яка позначається як: Н5, Н6, Н7, Н14 та Н15 залежно від стану в якому знаходиться екземпляр.

Виведення в ремонт екземпляра «Генеруюча станція» виконується в результаті події Н13 «Вивести в ремонт», екземпляр приймає стан Г5 «Виведено в ремонт». Після завершення ремонтних робіт екземпляр «Генеруюча станція» повертається в стан Г1 «Генеруючу станцію вимкнуто».

Для зручності опис подій Н1-Н15 об'єкта «Генеруюча станція» приводиться в таблиці 2.1.

Правила переходів між станами об'єкта «Генеруюча станція» наводяться в таблиці 2.2 у вигляді таблиці переходів в стани (ТПС). В ТПС кожен рядок відповідає одному з можливих станів моделі, а кожен стовпець – події, для яких дана модель станів є призначенням. Комірки таблиці заповнюються для визначення, того, що відбувається, коли екземпляр об'єкта перебуває у певному стані (рядок) і приймає конкретну подію (стовпець) [58].

В життєвому циклі об'єкт «Лінія електропередачі» може знаходитись в одному з наступних станів:

- Л1 – Лінію електропередачі вимкнуто;
- Л2 – Лінію електропередачі увімкнуто;
- Л3 – Нормальний режим роботи
- Л4 – Аварійний режим роботи;
- Л5 – Виведено в ремонт.

Таблиця 2.1 – Опис подій для моделі станів об'єкта «Генеруюча станція»

Мітка	Значення	Дані події	Джерело	Призначення
Н1	Увімкнути генеруючу станцію	ID станції, стан	Регулятор	Генеруюча станція
Н2	Перейти в нормальний режим роботи	ID станції, потужність	Регулятор	Генеруюча станція
Н3	Перейти в аварійний режим роботи	ID станції, потужність	Регулятор	Генеруюча станція
Н4	Перейти в нормальний режим роботи	ID станції, потужність	Регулятор	Генеруюча станція
Н5	Вимкнути генеруючу станцію	ID станції, стан	Регулятор	Генеруюча станція
Н6	Вимкнути генеруючу станцію	ID станції, стан	Регулятор	Генеруюча станція

Продовження таблиці 2.2

H7	Вимкнути генеруючу станцію	ID станції, стан	Регулятор	Генеруюча станція
H8	Перейти в аварійний режим роботи	ID станції, потужність	Регулятор	Генеруюча станція
H9	Виконати регулювання потужності	ID станції, потужність	Регулятор	Генеруюча станція
H10	Перейти в нормальний режим роботи	ID станції, потужність	Регулятор	Генеруюча станція
H11	Виконати регулювання потужності	ID станції, потужність	Регулятор	Генеруюча станція
H12	Перейти в аварійний режим роботи	ID станції, потужність	Регулятор	Генеруюча станція
H13	Вивести в ремонт	ID станції, стан	Регулятор	Генеруюча станція
H14	Вимкнути генеруючу станцію	ID станції, стан	Регулятор	Генеруюча станція
H15	Вимкнути генеруючу станцію	ID станції, стан	Регулятор	Генеруюча станція

Джерело: розроблено автором

На рис.2.6 приводиться ДПС для об'єкта «Лінія електропередачі»

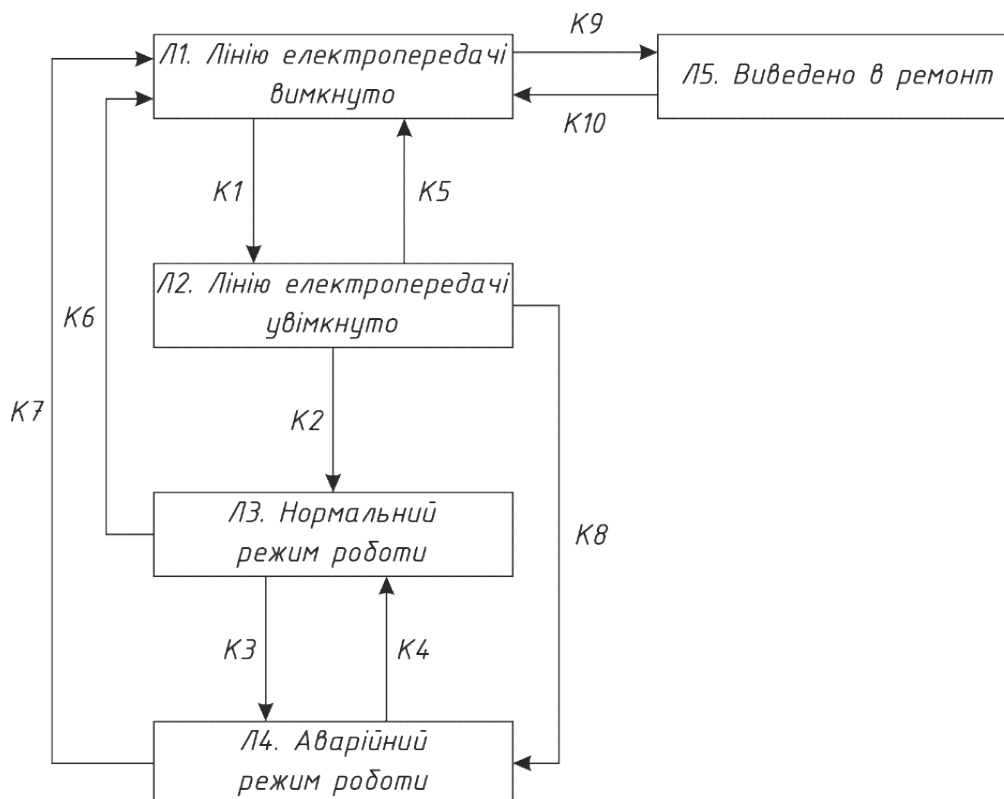


Рис. 2.6. ДПС для об'єкта «Лінія електропередачі». Джерело: розроблено автором

Таблиця 2.2 – Таблиця переходів в стани для об'єкта «Генеруюча станція»

Стан / Подія	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12	H13	H14	H15
Г1. Генеруючу станцію вимкнено	Г2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Г5	-	-
Г2. Генеруючу станцію увімкнено	-	Г3	-	-	Г1	-	-	Г4	-	-	-	-	-	-	-
Г3. Нормальний режим роботи	-	-	Г4	-	-	Г1	-	-	Г6	-	-	-	-	-	-
Г4. Аварійний режим роботи	-	-	-	Г3	-	-	Г1	-	-	-	Г6	-	-	-	-
Г5. Виведено в ремонт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Г1	-
Г6. Регулювання потужності	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Г3	-	Г4	-	-	Г1

Джерело: розроблено автором

Життєвий цикл об'єкта «Лінія електропередачі» починається після отримання команди «Увімкнути лінію електропередачі» від об'єкта «Регулятор» по каналу зв'язку R3. У разі отримання відповідної команди виконується подія K1 «Увімкнути лінію електропередачі», яка виконує перехід від стану Л1 «Лінію електропередачі вимкнено» до стану Л2 «Лінію електропередачі увімкнено».

У разі успішного увімкнення екземпляра виконується подія K2 «Перейти в нормальний режим роботи», і екземпляр приймає стан Л3 «Нормальний режим роботи». У протилежному випадку виконується подія K5 «Вимкнути лінію електропередачі», і екземпляр приймає стан Л1 «Лінію електропередачі вимкнено».

В нормальному режимі роботи на екземпляр «Лінія електропередачі» можлива дія проєктних та позапроєктних збурень. В результаті дії збурення екземпляр переходить зі стану Л3 «Нормальний режим роботи» в стан Л4 «Аварійний режим роботи», як наслідок події K3 «Перейти в аварійний режим роботи». У разі неможливості ліквідації збурення породжується подія K7 «Вимкнути лінію електропередачі» і виконується перехід в стан Л1 «Лінію електропередачі вимкнено». При ліквідації наслідків збурення екземпляр повертається в стан Л3 «Нормальний режим роботи» в результаті події K4 «Перейти в нормальний режим роботи».

При отриманні команди від об'єкта «Регулятор» вимкнути екземпляр «Лінія електропередачі» по зв'язку R3 відбувається подія «Вимкнути лінію електропередачі», яка позначається як: K5, K6, K7 та K9 залежно від стану в якому знаходиться екземпляр.

Виведення в ремонт екземпляра «Лінія електропередачі» виконується в результаті події K9 «Вивести в ремонт», екземпляр приймає стан Л5 «Виведено в ремонт». Після завершення ремонтних робіт екземпляр «Лінія електропередачі» повертається в стан Л1 «Лінію електропередачі вимкнено».

Опис подій K1-K10 об'єкта «Лінія електропередачі» приводиться в таблиці 2.3.

Правила переходів між станами об'єкта «Лінія електропередачі» наводяться в таблиці 2.4 у вигляді ТПС.

Таблиця 2.3 – Опис подій для моделі станів об'єкта «Лінія електропередачі»

Мітка	Значення	Дані події	Джерело	Призначення
K1	Увімкнути лінію електропередачі	ID лінії, стан	Регулятор	Лінія електропередачі
K2	Перейти в нормальний режим роботи	ID лінії	Регулятор	Лінія електропередачі
K3	Перейти в аварійний режим роботи	ID лінії	Регулятор	Лінія електропередачі
K4	Перейти в нормальний режим роботи	ID лінії, стан	Регулятор	Лінія електропередачі
K5	Вимкнути лінію електропередачі	ID лінії, стан	Регулятор	Лінія електропередачі
K6	Вимкнути лінію електропередачі	ID лінії, стан	Регулятор	Лінія електропередачі
K7	Вимкнути лінію електропередачі	ID лінії, стан	Регулятор	Лінія електропередачі
K8	Перейти в аварійний режим роботи	ID лінії,	Регулятор	Лінія електропередачі
K9	Вивести в ремонт	ID лінії, стан	Регулятор	Лінія електропередачі
K10	Вимкнути лінію електропередачі	ID лінії, стан	Регулятор	Лінія електропередачі

Джерело: розроблено автором

Таблиця 2.4 – Таблиця переходів в стани для об'єкта «Лінія електропередачі»

Стан / Подія	K1	K2	K3	K4	K5	K6	K7	K8	K9	K10
Л1. Лінію електропередачі вимкнено	Л2	-	-	-	-	-	-	-	Л5	-
Л2. Лінію електропередачі увімкнено	-	Л3	-	-	-	-	-	Л4	-	-
Л3. Нормальний режим роботи	-	-	Л4	-	-	Л1	-	-	-	-
Л4. Аварійний режим роботи	-	-	-	Л3	-	-	Л1	-	-	-
Л5. Виведено в ремонт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Л1

Джерело: розроблено автор

На рис.2.7 приводиться ДПС для об'єкта «Трансформаторна підстанція»

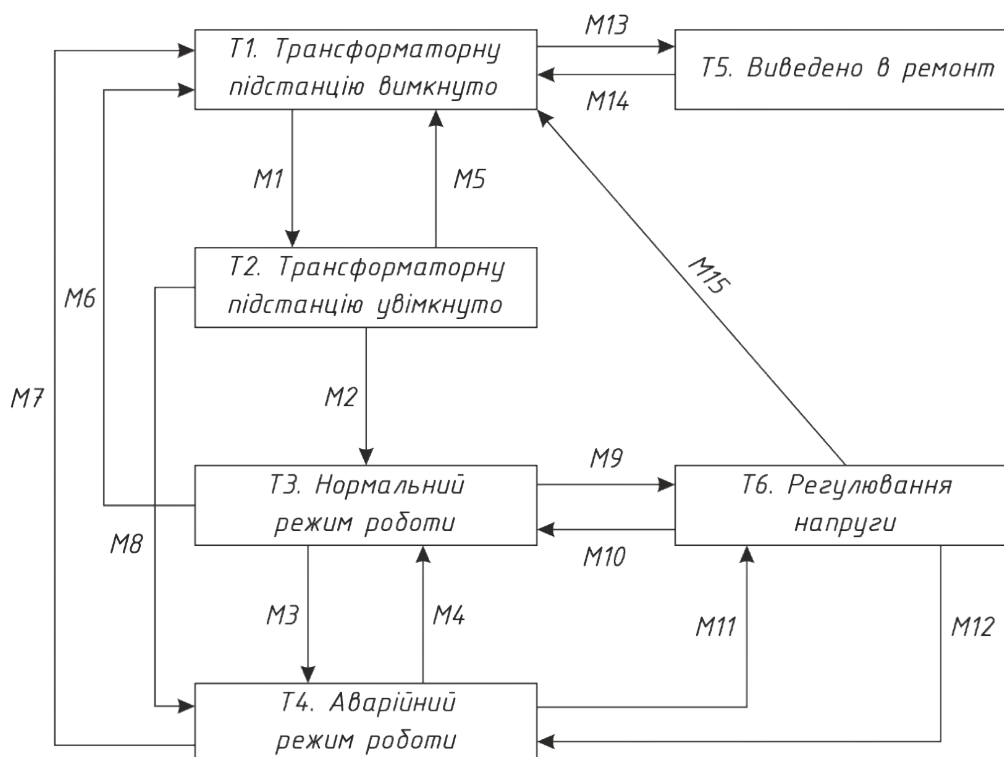


Рис. 2.7. ДПС для об'єкта «Трансформаторна підстанція». Джерело: розроблено автором

В життєвому циклі об'єкт «Трансформаторна підстанція» може знаходитись в одному з наступних станів:

- T1 – Трансформаторну підстанцію вимкнено;
- T2 – Трансформаторну підстанцію увімкнено;
- T3 – Нормальний режим роботи;
- T4 – Аварійний режим роботи;
- T5 – Виведено в ремонт;
- T6 – Регулювання напруги.

Життєвий цикл об'єкта «Трансформаторна підстанція» починається після отримання команди «Увімкнути трансформаторну підстанцію» від об'єкта «Регулятор» по каналу зв'язку R4. У разі отримання відповідної команди виконується подія M1 «Увімкнути трансформаторну підстанцію», яка виконує перехід від стану T1 «Трансформаторну підстанцію вимкнено» до стану T2 «Трансформаторну підстанцію увімкнено».

У разі успішного увімкнення екземпляра виконується подія M2 «Перейти в нормальний режим роботи», і екземпляр приймає стан T3 «Нормальний режим роботи». У протилежному випадку виконується подія M6 «Вимкнути трансформаторну підстанцію», і екземпляр приймає стан T1 «Трансформаторну підстанцію вимкнено».

В нормальному режимі роботи на екземпляр «Трансформаторна підстанція» можлива дія проєктних та позапроєктних збурень. В результаті дії збурення екземпляр переходить зі стану T3 «Нормальний режим роботи» в стан T4 «Аварійний режим роботи», як наслідок події M3 «Перейти в аварійний режим роботи». У разі неможливості ліквідації збурення породжується подія M7 «Вимкнути трансформаторну підстанцію» і виконується перехід в стан T1 «Трансформаторну підстанцію вимкнено». При ліквідації наслідків збурення екземпляр повертається в стан T3 «Нормальний режим роботи» в результаті події M4 «Перейти в нормальний режим роботи».

У разі отримання команди від об'єкта «Регулятор» щодо необхідності в регулюванні напруги виконується подія M9 або M11 «Виконати регулювання напруги» залежно від стану, в якому знаходиться екземпляр. Після завершення регулювання напруги відбувається подія M10 «Перейти в нормальний режим роботи» або M12 «Перейти в аварійний режим роботи».

При отриманні команди від об'єкта «Регулятор» вимкнути екземпляр «Трансформаторна підстанція» по зв'язку R4 відбувається подія «Вимкнути трансформаторну підстанцію», яка позначається як: M5, M6, M7, M14 та M15 залежно від стану в якому знаходиться екземпляр.

Виведення в ремонт екземпляра «Трансформаторна станція» виконується в результаті події M13 «Вивести в ремонт», екземпляр приймає стан T5 «Виведено в ремонт». Після завершення ремонтних робіт екземпляр «Трансформаторна підстанція» повертається в стан T1 «Трансформаторну підстанцію вимкнено».

Опис подій M1 – M15 об'єкта «Трансформаторна підстанція» приводиться в таблиці 2.5.

Правила переходів між станами об'єкта «Трансформаторна підстанція» наводяться в таблиці 2.6 у вигляді ТПС.

На рис.2.8 приводиться ДПС для об'єкта «Споживач»

В життєвому циклі об'єкт «Споживач» може знаходитись в одному з наступних станів:

- С1 – Споживача вимкнуто;
- С2 – Споживача увімкнено.

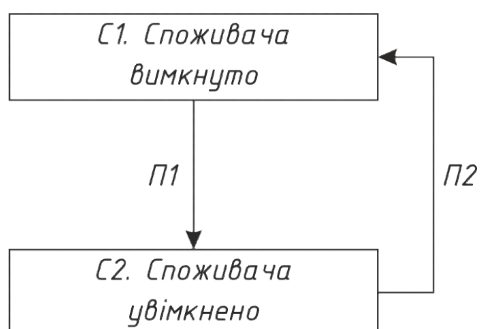


Рис. 2.8. ДПС для об'єкта «Споживач». Джерело: розроблено автором

Життєвий цикл об'єкта «Споживач» починається після отримання команди «Увімкнути споживача» від об'єкта «Регулятор» по каналу зв'язку R5. У разі отримання відповідної команди виконується подія П1 «Увімкнути споживача», яка виконує перехід від стану С1 «Споживача вимкнуто» до стану С2 «Споживача увімкнено».

Таблиця 2.5 – Опис подій для моделі станів об'єкта «Трансформаторна підстанція»

Мітка	Значення	Дані події	Джерело	Призначення
M1	Увімкнути трансформаторну підстанцію	ID підстанції, стан	Регулятор	Трансформаторна підстанція
M2	Перейти в нормальний режим роботи	ID підстанції	Регулятор	Трансформаторна підстанція
M3	Перейти в аварійний режим роботи	ID підстанції	Регулятор	Трансформаторна підстанція
M4	Перейти в нормальний режим роботи	ID підстанції, стан	Регулятор	Трансформаторна підстанція

Продовження таблиці 2.5

M5	Вимкнути трансформаторну підстанцію	ID підстанції, стан	Регулятор	Трансформаторна підстанція
M6	Вимкнути трансформаторну підстанцію	ID підстанції, стан	Регулятор	Трансформаторна підстанція
M7	Вимкнути трансформаторну підстанцію	ID підстанції, стан	Регулятор	Трансформаторна підстанція
M8	Перейти в аварійний режим роботи	ID підстанції, стан	Регулятор	Трансформаторна підстанція
M9	Виконати регулювання напруги	ID підстанції	Регулятор	Трансформаторна підстанція
M10	Перейти в нормальний режим роботи	ID підстанції	Регулятор	Трансформаторна підстанція
M11	Виконати регулювання напруги	ID підстанції, стан	Регулятор	Трансформаторна підстанція
M12	Перейти в аварійний режим роботи	ID підстанції	Регулятор	Трансформаторна підстанція
M13	Вивести в ремонт	ID підстанції, стан	Регулятор	Трансформаторна підстанція
M14	Вимкнути трансформаторну підстанцію	ID підстанції, стан	Регулятор	Трансформаторна підстанція
M15	Вимкнути трансформаторну підстанцію	ID підстанції, стан	Регулятор	Трансформаторна підстанція

Джерело: розроблено автором

У разі отримання команди від об'єкта «Регулятора» щодо необхідності увімкнення екземпляра «Споживач» подія П1 переводить екземпляр «Споживач» із стану С1 «Споживач вимкнуто» у стан С2 «Споживача увімкнуто».

Опис подій П1 та П2 об'єкта «Споживач» наводиться в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Опис подій для моделі станів об'єкта «Споживач»

Мітка	Значення	Дані події	Джерело	Призначення
П1	Увімкнути споживача	ID споживача	Регулятор	Споживач
П2	Вимкнути споживача	ID споживача	Регулятор	Споживач

Джерело: розроблено автором

Таблиця 2.6 – Таблиця переходів в стани для об'єкта «Трансформаторна підстанція»

Стан / Подія	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13	M14	M15
T1. Трансформаторну підстанцію вимкнено	T2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	T5	-	-
T2. Трансформаторну підстанцію увімкнено	-	T3	-	-	T1	-	-	T4	-	-	-	-	-	-	-
T3. Нормальний режим роботи	-	-	T4		-	T1		-	T6	-	-	-	-	-	-
T4. Аварійний режим роботи	-	-	-	T3	-	-	T1	-	-	-	T6	-	-	-	-
T5. Виведено в ремонт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	T1	-
T6. Регулювання напруги	-	-	-	-	-	-	-	-	-	T3	-	T4	-	-	T1

Джерело: розроблено автором

Правила переходів між станами об'єкта «Споживач» наводяться в таблиці 2.8 у вигляді ТПС.

Таблиця 2.8 – Таблиця переходів в стани для об'єкта «Споживач»

Стан / Подія	П1	П2
С1. Споживача вимкнено	С2	-
С2. Споживача увімкнено	-	С1

Джерело: розроблено автором

На рис.2.9 приводиться ДПС для об'єкта «Регулятор».

В життєвому циклі об'єкт «Регулятор» може знаходитись в одному з наступних станів:

- Р1 – Регулятор вимкнено;
- Р2 – Регулятор увімкнено;
- Р3 – Увімкнення об'єкта;
- Р4 – Вимкнення об'єкта;
- Р5 – Регулювання потужності;
- Р6 – Регулювання напруги.

Життєвий цикл об'єкта «Регулятор» починається після отримання команди «Увімкнути регулятор». У разі отримання відповідної команди виконується подія Д1 «Увімкнути регулятор», яка виконує перехід від стану Р1 «Регулятор вимкнено» до стану Р2 «Регулятор увімкнено».

Подальші стани об'єкта «Регулятор» залежать від команди «Монітора» по каналу зв'язку R1.

У разі отримання команди від об'єкта «Монітор» про необхідність увімкнення об'єкта ЕЕС виконується подія Д3 «Увімкнути об'єкт». Після переходу в стан Р3 «Увімкнення об'єкта» виконується подія Д4 «Перейти в стан Р2».

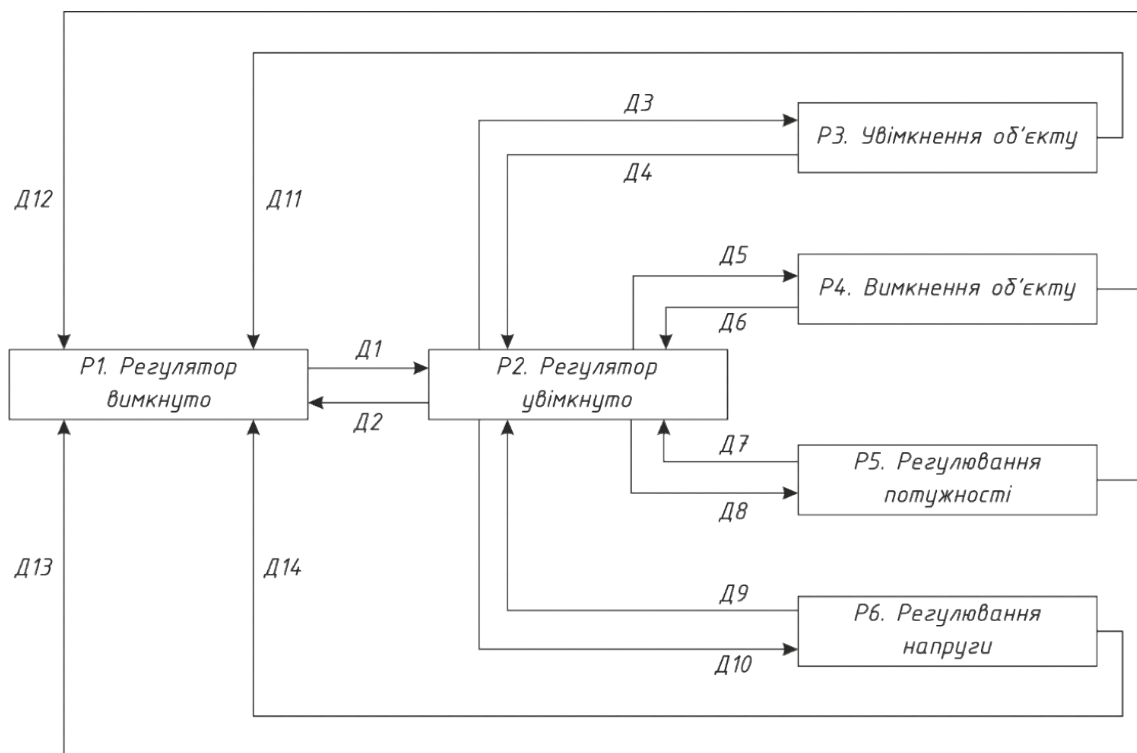


Рис. 2.9. ДПС для об'єкта «Регулятор». Джерело: розроблено автором

Подія Д5 «Вимкнути об'єкт» переводить об'єкт «Регулятор» в стан Р4 «Вимкнення об'єкта». Після переходу в стан Р4 «Вимкнення об'єкта» виконується подія Д6 «Перейти в стан Р2».

Подія Д7 «Виконати регулювання потужності» переводить об'єкт «Регулятор» в стан Р5 «Регулювання потужності». Після переходу в стан Р5 «Регулювання потужності» виконується подія Д8 «Перейти в стан Р2».

Подія Д10 «Виконати регулювання напруги» переводить об'єкт «Регулятор» в стан Р6 «Регулювання напруги». Після завершення регулювання напруги виконується подія Д9 «Перейти в стан Р2».

При отриманні команди вимкнути об'єкт «Регулятор» виконуються події Д2, Д11 – Д14 залежно від стану в якому знаходиться об'єкт «Регулятор».

Опис подій Д1 – Д14 об'єкта «Регулятор» наводиться в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Опис подій для моделі станів об'єкта «Регулятор»

Мітка	Значення	Дані події	Джерело	Призначення
Д1	Увімкнути регулятор	ID регулятора, стан	Диспетчер	Регулятор
Д2	Вимкнути регулятор	ID регулятора, стан	Диспетчер	Регулятор
Д3	Увімкнути об'єкт	ID регулятора, ID об'єкта, стан	Регулятор	Об'єкт ЕЕС
Д4	Перейти в стан Р2	ID регулятора	Регулятор	Регулятор
Д5	Вимкнути об'єкт	ID регулятора, ID об'єкта, стан	Регулятор	Об'єкт ЕЕС
Д6	Перейти в стан Р2	ID регулятора	Регулятор	Регулятор
Д7	Виконати регулювання потужності	ID регулятора, ID об'єкта, потужність	Регулятор	Об'єкт ЕЕС
Д8	Перейти в стан Р2	ID регулятора	Регулятор	Регулятор
Д9	Перейти в стан Р2	ID регулятора	Регулятор	Регулятор
Д10	Виконати регулювання напруги	ID регулятора, ID об'єкта, напруга	Регулятор	Об'єкт ЕЕС
Д11	Вимкнути регулятор	ID регулятора, стан	Регулятор	Регулятор
Д12	Вимкнути регулятор	ID регулятора, стан	Регулятор	Регулятор
Д13	Вимкнути регулятор	ID регулятора, стан	Регулятор	Регулятор
Д14	Вимкнути регулятор	ID регулятора, стан	Регулятор	Регулятор

Джерело: розроблено автором

Правила переходів між станами об'єкта «Регулятор» наводяться в таблиці 2.10 у вигляді ТПС.

На рис.2.10 приводиться ДПС для об'єкта «Монітор»

В життєвому циклі об'єкт «Монітор» може знаходитись в одному з наступних станів:

- М1 – Монітор вимкнено;
- М2 – Монітор увімкнено;
- М3 – Опитування об'єктів;
- М4 – Збереження даних в табличній моделі;

Таблиця 2.10 – Таблиця переходів в стани для об'єкта «Регулятор»

Стан / Подія	Д1	Д2	Д3	Д4	Д5	Д6	Д7	Д8	Д9	Д10	Д11	Д12	Д13	Д14
Р1. Регулятор вимкнуто	Р2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Р2. Регулятор увімкнуто	-	-	Р3	-	Р4	-	-	Р5	-	Р6	-	-	-	-
Р3. Увімкнення об'єкта	-	-	-	Р2	-	-	-	-	-	-	Р1	-	-	-
Р4. Вимкнення об'єкта	-	-	-	-	-	Р2	-	-	-	-	-	Р1	-	-
Р5. Регулювання потужності	-	-	-	-	-	-	Р2	-	-	-	-	-	Р1	-
Р6. Регулювання напруги	-	-	-	-	-	-	-	-	Р2	-	-	-	-	Р1

Джерело: розроблено автором

- М5 – Обчислення режиму роботи;
- М6 – Формування керуючих дій.

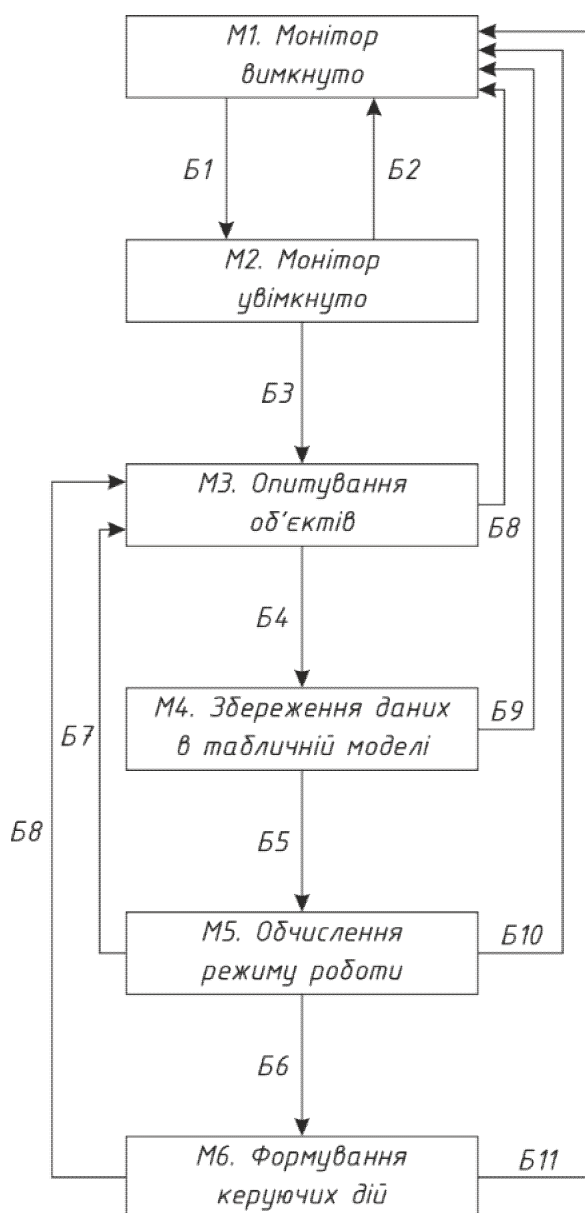


Рис. 2.10. ДПС для об'єкта «Монітор». Джерело: розроблено автором

Життєвий цикл об'єкта «Монітор» починається після отримання команди «Увімкнути монітор». У разі отримання відповідної команди виконується подія Б1 «Увімкнути монітор», яка виконує перехід від стану М1 «Монітор вимкнуто» до стану М2 «Монітор увімкнуто».

Монітор виконує опитування об'єктів шляхом взаємодії з об'єктом «Датчик» по каналу зв'язку R9. В результаті події Б3 «Опитати об'єкт «Датчик»» виконується перехід від стану М2 «Монітор увімкнуто» до стану М3 «Опитування об'єкта «Датчик»». Після опитування об'єкта «Датчик» отримані параметри та стани об'єктів зберігаються в табличну модель, в результаті події Б4 «Зберегти дані». Виконується перехід від стану М3 «Опитування об'єкта «Датчик»» до стану М4 «Збереження даних в табличній моделі». Далі в результаті події Б5 «Виконати розрахунки режимів роботи ЕЕС» виконується перехід від стану М4 «Збереження даних в табличній моделі» до стану М5 «Розрахунок режимів роботи». У випадку балансу частоти та потужності в ЕЕС виконується подія Б7 «Опитати об'єкт «Датчик»». В протилежному випадку виконується подія Б6 «Сформувати керуючі дії», що породжує перехід від стану М5 «Розрахунок режимів роботи» до стану М6 «Формування керуючих дій».

Сформовані керуючі дії призначені для забезпечення балансу потужності та частоти в ЕЕС. Передаються по каналу зв'язку R1 об'єкту «Регулятор».

Після формування керуючих дій виконується перехід від стану М6 «Формування керуючих дій» до стану М3 «Опитування об'єкта «Датчик»».

При отриманні команди вимкнути об'єкт «Монітор» виконуються події Б2, Б8 – Б11 «Вимкнути монітор» залежно від стану в якому знаходиться об'єкт «Монітор».

Опис подій Б1 – Б11 об'єкта «Монітор» наводиться в таблиці 2.11.

Правила переходів між станами об'єкта «Монітор» наводяться в таблиці 2.12 у вигляді ТПС

Таблиця 2.11 – Опис подій для моделі станів об'єкта «Монітор»

Мітка	Значення	Дані події	Джерело	Призначення
Б1	Увімкнути монітор	ID монітора стан	Диспетчер	Монітор
Б2	Вимкнути монітор	ID монітора стан	Диспетчер	Монітор
Б3	Опитати об'єкт «Датчик»	ID монітора ID датчик	Монітор	Датчик
Б4	Зберегти дані	ID монітора	Монітор	Монітор
Б5	Виконати розрахунки режимів роботи ЕЕС	ID монітора	Монітор	Монітор

Продовження таблиці 2.11

Б6	Сформувати керуючі дії	ID монітора ID регулятора	Монітор	Регулятор
Б7	Опитати об'єкт «Датчик»	ID монітора ID датчик	Монітор	Датчик
Б8	Опитати об'єкт «Датчик»	ID монітора ID датчик	Монітор	Датчик
Б9	Вимкнути монітор	ID монітора стан	Диспетчер	Монітор
Б10	Вимкнути монітор	ID монітора стан	Диспетчер	Монітор
Б11	Вимкнути монітор	ID монітора стан	Диспетчер	Монітор

Джерело: розроблено автором

На рис.2.11 приводиться ДПС для об'єкта «Таймер»

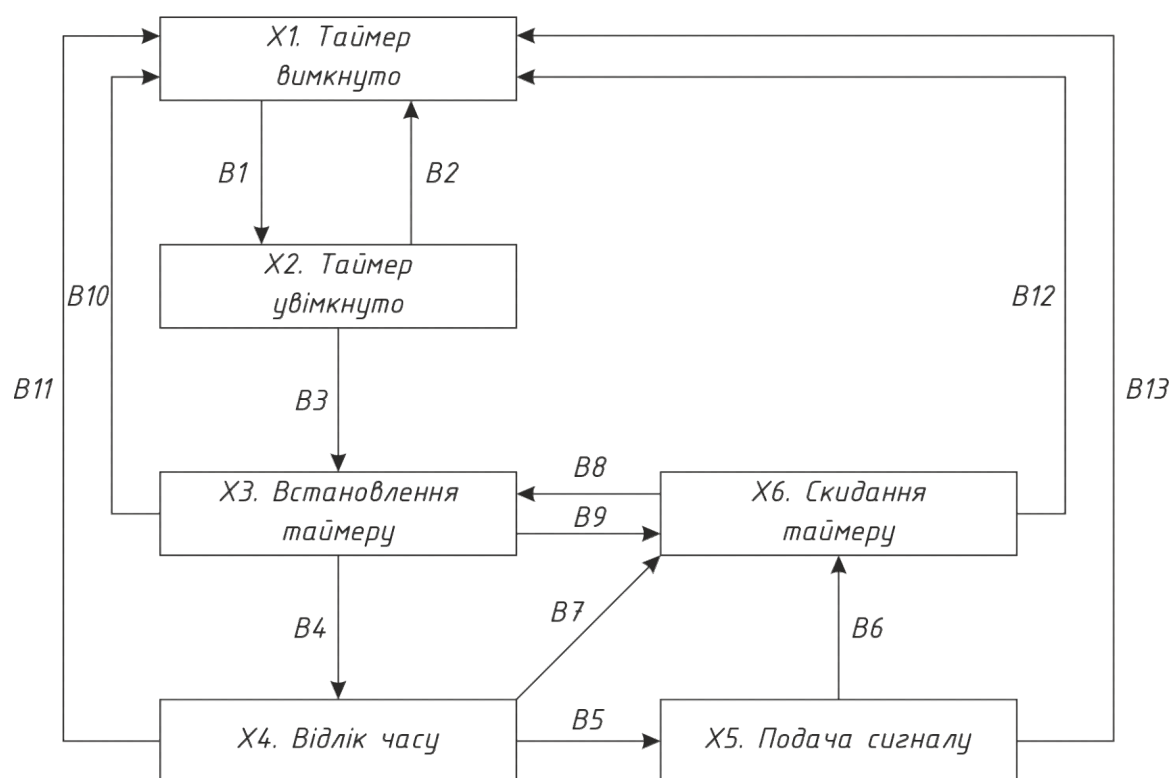


Рис. 2.11. ДПС для об'єкта «Таймер». Джерело: розроблено автором

Таблиця 2.12 – Таблиця переходів в стани для об'єкта «Монітор»

Стан / Подія	Б1	Б2	Б3	Б4	Б5	Б6	Б7	Б8	Б9	Б10	Б11
М1. Монітор вимкнено	-	М1	-	-	-	-	-	М1	М1	М1	М1
М2. Монітор увімкнено	М2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
М3. Опитування об'єкта «Датчик»	-	-	М3	-	-	-	М3	М3	-	-	-
М4. Збереження даних в табличній моделі	-	-	-	М4	-	-	-	-	-	-	-
М5. Розрахунки режимів роботи	-	-	-	-	М5	-	-	-	-	-	-
М6. Формування керуючих дій	-	-	-	-	-	М6	-	-	-	-	-

Джерело: розроблено автором

В життєвому циклі об'єкт «Таймер» може знаходитись в одному з наступних станів:

- X1 – Таймер вимкнуто;
- X2 – Таймер увімкнуто;
- X3 – Встановлення таймеру;
- X4 – Відлік часу;
- X5 – Подача сигналу;
- X6 – Скидання таймеру.

Життєвий цикл об'єкта «Таймер» починається після отримання команди «Увімкнути таймер» від об'єкта «Регулятор» по каналу зв'язку R15. У разі отримання відповідної команди виконується подія B1 «Увімкнути таймер», яка виконує перехід від стану X1 «Таймер вимкнуто» до стану X2 «Таймер увімкнуто». Подія B3 «Встановити таймер» переводить від стану X2 «Таймер увімкнуто» до стану X3 «Встановлення таймеру».

Подія B4 «Розпочати відлік часу» переводить екземпляр від стану X3 «Встановлення таймеру» до стану X4 «Відлік часу», у якому об'єкт «Таймер» починає відлік часу в зворотньому напрямку. У разі отримання команди щодо скидання таймера, екземпляр переходить у стан X6 «Скидання таймеру» в результаті події B7 «Скинути таймер».

Коли час відліку дорівнює 0 відбувається подія B5 «Подати сигнал», яка переводить екземпляр в стан X5 «Подача сигналу». Далі відбувається подія B6 «Скинути таймер» та переводить екземпляр в стан X6 «Скидання таймеру».

Подія B8 «Встановити таймер» виконує перехід від стану X6 «Скидання таймеру» до стану X3 «Встановлення таймеру».

У разі отримання команди від об'єкта «Регулятор» щодо необхідності вимкнення екземпляра «Таймер» виконується подія B2, B10 - B13 «Вимкнути таймер» залежно від стану, в якому знаходиться екземпляр.

Опис подій B1 та B6 об'єкта «Таймер» наводиться в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Опис подій для моделі станів об'єкта «Таймер»

Мітка	Значення	Дані події	Джерело	Призначення
B1	Увімкнути таймер	ID таймера ID регулятор	Регулятор	Таймер
B2	Вимкнути таймер	ID таймера ID регулятор	Регулятор	Таймер
B3	Встановити таймер	ID таймера ID регулятор Час відліку	Регулятор	Таймер
B4	Розпочати відлік часу	ID таймера	Таймер	Таймер
B5	Подати сигнал	ID таймера	Таймер	Таймер
B6	Скинути таймер	ID таймера	Таймер	Регулятор
B7	Скинути таймер	ID таймера	Таймер	Таймер
B8	Встановити таймер	ID таймера ID регулятор Час відліку	Регулятор	Таймер
B9	Скинути таймер	ID таймера	Таймер	Таймер
B10	Вимкнути таймер	ID таймера ID регулятор	Регулятор	Таймер
B11	Вимкнути таймер	ID таймера ID регулятор	Регулятор	Таймер
B12	Вимкнути таймер	ID таймера ID регулятор	Регулятор	Таймер
B13	Вимкнути таймер	ID таймера ID регулятор	Регулятор	Таймер

Джерело: розроблено автором

Правила переходів між станами об'єкта «Таймер» наводяться в таблиці 2.14 у вигляді ТПС.

2.3 Стохастична модель електроенергетичної системи

Стохастична модель кількісно оцінює надійність енергетичного обладнання ЕЕС та системи в цілому, враховуючи умови невизначеності, як результат дії проєктних та позапроєктних збурень [80, 81].

Проєктні збурення це аварійні ситуації, які попередньо розглянуто та вжито заходів, щодо їх усунення, наприклад дія релейного захисту на короткі замикання в ЕЕС.

Таблиця 2.14 – Таблиця переходів в стани для об'єкта «Таймер»

Стан / Подія	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12	B13
X1. Таймер вимкнено	-	X2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
X2. Таймер увімкнено	-	-	X3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
X3. Встановлення таймеру	-	-	-	X4	-	-	-	-	X6	X1	-	-	-
X4. Відлік часу	-	-	-	-	X5	-	X6	-	-	-	X1	-	-
X5. Подача сигналу	-	-	-	-	-	X6	-	-	-	-	-	-	X1
X6. Скидання таймеру	-	-	-	-	-	-	-	X3	-	-	-	X1	-

Джерело: розроблено автором

Під позапроектними збуреннями будемо розуміти раптові події, що мають низьку ймовірність, але несуть тяжкі наслідки для ЕЕС. Наприклад фізичне пошкодження елементів системи внаслідок стихійного лиха.

Під надійністю ЕЕС будемо розуміти здатність системи безперервно забезпечувати споживачів електроенергією відповідної якості [82].

В якості основного показника надійності приймається ймовірність безвідмовної роботи $P_i(t)$ для кожного елемента системи, що в подальшому формують комплексну ймовірність безвідмовної роботи ЕЕС.

Надійність елемента ЕЕС визначається за двома складовими: ймовірністю раптових відмов та ймовірністю зносових відмов [83, 84]. Приробіткові відмов в даній роботі не розглядаються.

Раптові відмови є малоїмовірними, але мають тяжкі наслідки, такі відмови складно передбачити чи спрогнозувати.

Зносові відмови пов'язані зі старінням елементів, що експлуатується та відсутністю планових заходів, щодо їх технічного обслуговування чи заміни.

Ймовірність безвідмовної роботи елементів ЕЕС при раптових відмовах визначається за експоненціальним законом розподілення

$$P_p(t) = e^{-\lambda t}, \quad (2.1)$$

де λ – інтенсивність раптових відмов елементу ЕЕС, год⁻¹; t – розрахунковий період часу експлуатації елементу ЕЕС, год.

Інтенсивність раптової відмови елемента системи визначається на основі аналізу статистичних даних, щодо його відмов [85]. Статистичні дані раптових відмов, як правило документуються на протязі дії гарантійного терміну роботи елемента системи.

Інтенсивність раптових відмов елемента ЕЕС визначається як

$$\lambda = \frac{N}{t}, \quad (2.2)$$

де N – кількість відмов елемента за час t .

Середній наробіток на відмову елемента визначається як

$$m = \frac{1}{\lambda}. \quad (2.3)$$

Коли гарантійний термін експлуатації елемента системи закінчується, то на елемент окрім раптових відмов починають діяти і зносові відмови, що характеризуються старінням елементу. Зносові відмови формалізуються нормальним законом розподілу.

Ймовірність безвідмовної роботи елементів ЕЕС при зносових відмовах визначається за нормальним законом розподілення

$$P_3(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_t^{\infty} e^{-(t-M)^2/2\sigma^2} dt, \quad (2.4)$$

де M – середнє значення довговічності елементів ЕЕС, год; σ – стандартне відхилення від середньої довговічності елемента M , год; t – час експлуатації елементу, год.

Стандартне відхилення від середньої довговічності елемента

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (t - M)^2}{N}}, \text{ год.} \quad (2.5)$$

Інтенсивність зносових відмов залежить від вчасного проведення технічного обслуговування та заміни елементів системи.

Інтенсивність зносових відмов визначається як

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{P_3(t)} = \frac{r(t)}{\sigma}, 1 / \text{ год,} \quad (2.6)$$

де $f(t)$ – щільність нормального розподілу; σ – стандартне відхилення від середньої довговічності елемента M , год.

Щільність нормального розподілу визначається за формулою

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-(t-M)^2/2\sigma^2}. \quad (2.7)$$

Якщо елемент ЕЕС має наробіток t_0 , то загальна ймовірність безвідмовної роботи елемента ЕЕС до часу t визначається за формулою

$$P(t) = e^{-\lambda t} \cdot \frac{P_3(t_0 + t)}{P_3(t_0)}. \quad (2.8)$$

Комплексна ймовірність безвідмовної роботи ЕЕС базується на аналізі структурної схеми системи, що складається з послідовних та паралельних з'єднань елементів та їх кількості.

Загальна ймовірність безвідмовної роботи послідовно з'єднаних елементів визначається як

$$R_{\text{посл}}(t) = \prod_{i=1}^n P_i(t). \quad (2.9)$$

Загальна ймовірність безвідмовної роботи паралельно з'єднаних елементів визначається як

$$R_{\text{пар}}(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - P_i(t)). \quad (2.10)$$

2.4 Фізико-математична модель електроенергетичної системи

2.4.1 Фізичні потоки електроенергетичної системи

Математичне моделювання фізичних процесів в ЕЕС, відповідно до поставленої задачі дослідження, виконується на основі аналізу балансу активної та реактивної потужності і частоти. Об'єкт «Монітор» проводить безперервний аналіз балансу активної та реактивної потужності і частоти шляхом моніторингу параметрів елементів ЕЕС, які в подальшому зберігаються в табличній моделі. У разі небалансу активної потужності відбувається відхилення частоти від номінального значення 50 Гц, а при відхиленні реактивної потужності змінюються втрати напруги в лініях і вузлах ЕЕС. Таким чином параметри активної та реактивної потужності та частоти дають змогу описати, як усталені режими роботи, так і перехідні процеси ЕЕС в результат дії проєктних та позапроєктних збурень [13, 16, 17, 26].

Баланс активної потужності в ЕЕС визначається як

$$P_{\Gamma} = P_{\text{н}} + \Delta P_{\text{л}} + \Delta P_{\text{т}}, \text{ МВт}, \quad (2.11)$$

де P_{Γ} – активна потужність генеруючих станцій, МВт; $P_{\text{н}}$ – активна потужність навантаження, МВт; $\Delta P_{\text{л}}$ – втрати активної потужності в лініях електропередачі, МВт; $\Delta P_{\text{т}}$ – втрати активної потужності в трансформаторах, МВт.

Баланс реактивної потужності в ЕЕС визначається як

$$Q_{\Gamma} \pm Q_{\text{ККУ}} = Q_{\text{н}} + \Delta Q_{\text{л}} + \Delta Q_{\text{т}}, \text{ Мвар}, \quad (2.12)$$

де Q_{Γ} – реактивна потужність генеруючої станції, Мвар; $Q_{\text{ККУ}}$ – реактивна потужність компенсуючих пристроїв, Мвар; $Q_{\text{н}}$ – реактивна потужність навантаження, Мвар; $\Delta Q_{\text{л}}$ – втрати реактивної потужності в лініях електропередачі, Мвар; $\Delta Q_{\text{т}}$ – втрати реактивної потужності в трансформаторах, Мвар.

Відхилення частоти в ЕЕС визначається за формулою

$$\Delta f_{\text{уст}} = \frac{\Delta P \cdot f_{\text{ном}}}{P_{\text{н}} \cdot k_{\text{н}}}, \text{ Гц}, \quad (2.13)$$

де ΔP – величина небалансу активної потужності ЕЕС, МВт; $f_{\text{ном}}$ – номінальна частота ЕЕС, Гц; $P_{\text{н}}$ – активна потужність навантаження, МВт; $k_{\text{н}}$ – коефіцієнт регулюючого ефекту навантаження.

Динаміка зміни частоти під час перехідного процесу описується експоненціальним законом за формулою

$$f(t) = f_{\text{ном}} - \Delta f_{\text{уст}} \cdot (1 - e^{-\frac{t}{T_f}}), \text{ Гц}, \quad (2.14)$$

де $\Delta f_{\text{уст}}$ – усталене відхилення частоти, Гц; T_f – постійна часу перехідного процесу в ЕЕС, с.

Постійна часу перехідного процесу визначається як

$$T_f = \frac{T_j}{k_H}, \text{ с}, \quad (2.15)$$

де T_j – інерційна постійна часу ЕЕС, с.

2.4.2 Фізико-математична модель генеруючої станції

Повна потужність генеруючої станції визначається так:

$$S_{\Gamma} = \sqrt{P_{\Gamma}^2 + Q_{\Gamma}^2}, \text{ МВА}. \quad (2.16)$$

де P_{Γ} – активна потужність генеруючої станції, МВт; Q_{Γ} – реактивна потужність генеруючої станції, Мвар.

Активна потужність генеруючої станції визначається як

$$P_{\Gamma} = S_{\Gamma} \cdot \cos \varphi, \text{ МВт}, \quad (2.17)$$

де $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності генеруючої станції.

Реактивна потужність генеруючої станції визначається так:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{ Мвар}. \quad (2.18)$$

2.4.3 Фізико-математична модель лінії електропередачі

Повний опір ЛЕП визначається за формулою

$$Z_{\text{л}} = \sqrt{R_{\text{л}}^2 + X_{\text{л}}^2}, \text{ Ом}, \quad (2.19)$$

де $R_{\text{л}}$ – активний опір ЛЕП, Ом; $X_{\text{л}}$ – реактивний опір ЛЕП, Ом.

Активний опір ЛЕП визначається так:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot L, \text{ Ом}, \quad (2.20)$$

де r_0 – питомий активний опір провідника, Ом/км; L – довжина ЛЕП, км.

Реактивний опір ЛЕП визначається так:

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot L, \text{ Ом}, \quad (2.21)$$

де x_0 – питомий індуктивний опір провідника, Ом/км.

Втрати активної потужності в ЛЕП визначаються як

$$\Delta P_{\text{л}} = 3 \cdot I_{\text{л}}^2 \cdot R_{\text{л}}, \text{ МВт}, \quad (2.22)$$

де $I_{\text{л}}$ – діюче значення струму в ЛЕП, кА.

Втрати реактивної потужності в ЛЕП визначаються як

$$\Delta Q_{\text{л}} = 3 \cdot I_{\text{л}}^2 \cdot X_{\text{л}}, \text{ Мвар}. \quad (2.23)$$

Діюче значення струму в ЛЕП

$$I_{\text{л}} = \frac{S_{\text{л}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}}}, \text{ кА.} \quad (2.24)$$

де $S_{\text{л}}$ – повна потужність перетоку, що передається лінією електропередачі, МВА; $U_{\text{л}}$ – напруга ЛЕП, кВ.

Втрати напруги в ЛЕП визначаються за формулою

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{P_{\text{н}} \cdot R_{\text{л}} + Q_{\text{н}} \cdot X_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}}, \text{ кВ,} \quad (2.25)$$

де $P_{\text{н}}$ – активна потужність навантаження, МВт; $Q_{\text{н}}$ – реактивна потужність навантаження, Мвар; $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі, кВ.

2.4.4 Фізико-математична модель трансформаторної підстанції

Втрати повної потужності в трансформаторі визначаються так:

$$\Delta S_{\text{т}} = \sqrt{\Delta P_{\text{т}}^2 + \Delta Q_{\text{т}}^2}, \text{ кВА.} \quad (2.26)$$

де $\Delta P_{\text{т}}$ – втрати активної потужності в трансформаторі, МВт; $\Delta Q_{\text{т}}$ – втрати реактивної потужності в трансформаторі, Мвар.

Втрати активної потужності в трансформаторі визначається за формулою

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot \beta_T^2, \text{ МВт}, \quad (2.27)$$

де ΔP_{xx} – втрати активної потужності холостого ходу трансформатору, МВт;
 $\Delta P_{кз}$ – втрати активної потужності короткого замикання в трансформаторі, МВт;
 β_T – коефіцієнт завантаження трансформатора.

Втрати реактивної потужності в трансформаторі визначається як

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{xx} + \Delta Q_{кз} \cdot \beta_T^2, \text{ Мвар}, \quad (2.28)$$

де ΔQ_{xx} – втрата реактивної потужності холостого ходу в трансформаторі, Мвар;
 $\Delta Q_{кз}$ – втрати реактивної потужності короткого замикання в трансформаторі, Мвар.

Втрати напруги в трансформаторі визначаються за формулою

$$\Delta U_T = \frac{P_H \cdot R_T + Q_H \cdot X_T}{U_{ном.ВН}}, \text{ кВ}, \quad (2.29)$$

де R_T – активний опір трансформатору, Ом; X_T – реактивний опір трансформатору, Ом.

Активний опір трансформатору визначається як

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{ном.ВН}}^2}{S_{\text{ном.Т}}^2} \cdot 10^3, \text{ Ом}, \quad (2.30)$$

де $\Delta P_{\text{кз}}$ – втрати потужності короткого замикання в трансформаторі, МВт;

$S_{\text{ном.Т}}$ – номінальна повна потужність трансформатора, МВА; $U_{\text{ном.ВН}}$ – номінальна напруга трансформатора на стороні ВН, кВ.

Реактивний опір трансформатору визначається так:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}, \text{ Ом}, \quad (2.31)$$

де Z_T – повний опір трансформатору, Ом.

Повний опір трансформатору визначається так:

$$Z_T = \frac{u_k \cdot U_{\text{ном.ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном.Т}}} \cdot 10^3, \text{ Ом}, \quad (2.32)$$

де u_k – напруга короткого замикання трансформатору, %.

2.4.5 Фізико-математична модель навантаження

Активна потужність навантаження визначається як

$$P_{\text{н}} = S_{\text{н}} \cdot \cos \varphi, \text{ МВт}, \quad (2.33)$$

де $P_{\text{н}}$ – активна потужність навантаження, МВт; $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження.

Реактивна потужність навантаження визначається так:

$$Q_{\text{н}} = P_{\text{н}} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{ Мвар}. \quad (2.34)$$

2.5 Таблична модель електроенергетичної системи

Таблична модель ЕЕС використовується для відображення параметрів та станів об'єктів системи. Наведена інформація необхідна для подальшої обробки, розрахунку режимних показників роботи системи та реалізації автоматизованої системи керування параметрами та структурою ЕЕС. В табличній моделі наводяться типи об'єктів ЕЕС та основні параметри, що необхідні для розрахунку фізичних потоків, пов'язаних з формуванням балансу потужності та частоти.

Таблична модель ЕЕС приводиться в таблиці 2.15.

Таблиця 2.15 – Таблична модель електроенергетичної системи

Тип об'єкта	Генеруюча станція	Лінія електропередачі	Трансформаторна підстанція	Споживач
ID об'єкта				
Поточний стан				
Номінальна активна потужність ($P_{\text{ном}}$), МВт				
Номінальна реактивна потужність ($Q_{\text{ном}}$), Мвар				
Номінальна повна потужність ($S_{\text{ном}}$), МВА				
Фактична активна потужність ($P_{\text{факт}}$), МВт				
Фактична реактивна потужність ($Q_{\text{факт}}$), Мвар				
Фактична повна потужність ($S_{\text{факт}}$), МВА				
Номінальна напруга ($U_{\text{ном}}$), кВ				

Продовження таблиці 2.15

Фактична напруга ($U_{\text{факт}}$), кВ				
Номинальна частота ($f_{\text{ном}}$), Гц				
Фактична частота ($f_{\text{факт}}$), Гц				
Розрахунковий струм, (I_p), кА				
Втрати активної потужності (ΔP), МВт				
Втрати реактивної потужності (ΔQ), Мвар				
Реактивна потужність ($Q_{\text{кку}}$)				
Відхилення частоти (Δf), Гц				
Відхилення напруги (ΔU), кВ				
Довжина лінії, (L), км				
Час експлуатації, років				
Інтенсивність відмов (λ), год ⁻¹				
Ймовірність безвідмовної роботи (R)				

РОЗДІЛ 3. МОДЕЛЬ ТА МЕТОД АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ БАЛАНСОМ ПОТУЖНОСТІ ТА ЧАСТОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ ЗА УМОВИ ДІЇ ПРОЄКТНИХ ТА ПОЗАПРОЄКТНИХ ЗБУРЕНЬ

В даному розділі удосконалено метод автоматизованого структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти, а також розроблено динамічну модель ЕЕС при дії проєктних та позапроєктних збурень.

Метод автоматизованого структурно-параметричного управління поєднує в собі метод управління параметрами елементів ЕЕС та метод зміни топології системи в залежності від величини та дії проєктних та позапроєктних збурень [21].

Даний метод виконує пошук найкращого рішення щодо регулювання потужності та частоти, а також зміни топології ЕЕС в залежності від величини проєктного та позапроєктного збурень.

Пошук найкращого рішення виконується на основі параметрів, станів елементів ЕЕС, безперервного аналізу та перебору можливих варіантів топології системи, що забезпечує формування стратегії керування балансом потужності та частоти.

При виборі найкращого рішення щодо регулювання потужності та частоти системи об'єкт «Регулятор» формує керуючі дії, що спрямовані до генеруючих, передавальних, розподільних та споживаючих елементів системи. Динамічні процеси, що протікають в елементах ЕЕС відображаються на ДПДД за допомогою ООА.

Також запропоновано динамічну модель управління балансом потужності та частоти ЕЕС в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень в середовищі MATLAB Simulink (№13709940).

3.1 Метод автоматизованого структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти електроенергетичної системи в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень

Алгоритм роботи автоматизованого структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти ЕЕС приводиться на рис. 3.1 [21].

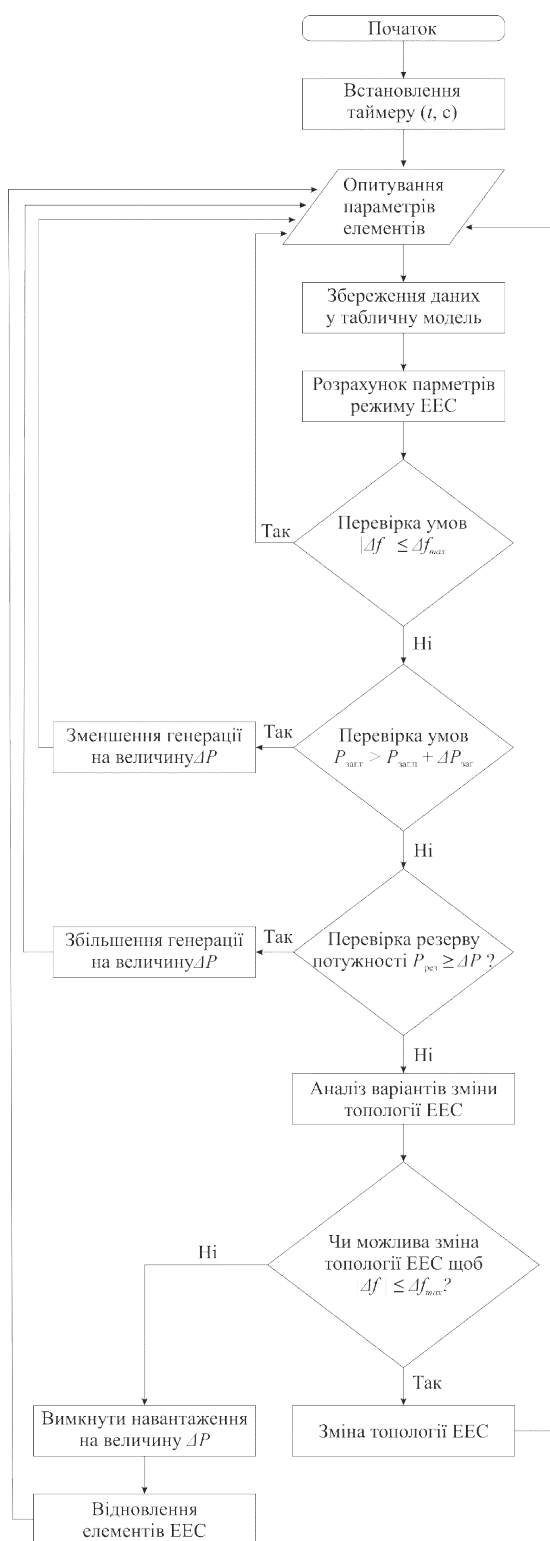


Рис. 3.1. Блок-схема алгоритму автоматизованого структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти в ЕЕС. Джерело: розроблено автором

Робота автоматизованого структурно-параметричного алгоритму починається зі встановлення таймеру, що забезпечує відлік часу початку його роботи. Наступним етапом виконується опитування параметрів елементів ЕЕС та їх станів за допомогою об'єкта «Датчик» в результаті команди від об'єкта «Монітор». Отримані дані зберігаються в табличну модель для подальшого аналізу режиму роботи ЕЕС. Після збереження даних об'єкт «Монітор» забезпечує виконання розрахунків режиму роботи ЕЕС.

Відповідно до отриманих значень відхилення частоти виконується перевірка наступної умови

$$|\Delta f| \leq \Delta f_{max} \quad (3.1)$$

де Δf – розрахункове відхилення частоти в ЕЕС, Гц; Δf_{max} – максимально допустиме відхилення частоти в ЕЕС, Гц.

Якщо умова не виконується, то забезпечується перевірка балансу активної потужності системи

$$P_{заг.Г} = P_{заг.Н} + \Delta P_{заг.ВТ} \quad (3.2)$$

де $P_{заг.Г}$ – активна потужність генерації в ЕЕС, МВт; $P_{заг.Н}$ – активна потужність споживання в ЕЕС, МВт; $\Delta P_{заг.ВТ}$ – втрати активної потужності в ЕЕС, МВт.

Якщо $P_{заг.Г} > P_{заг.Н} + \Delta P_{заг.ВТ}$, то об'єкт «Регулятор» відправляє команду об'єкту «Генеруюча станція» на зменшення генерації активної потужності на величину відхилення активної потужності в ЕЕС ΔP .

Відхилення активної потужності в ЕЕС

$$\Delta P = |P_{\text{заг.г}} - P_{\text{заг.н}} - \Delta P_{\text{заг.вт}}|. \quad (3.3)$$

де $P_{\text{заг.г}}$ – активна потужність генерації в ЕЕС, МВт; $P_{\text{заг.н}}$ – активна потужність споживання в ЕЕС, МВт; $\Delta P_{\text{заг.вт}}$ – втрати активної потужності в ЕЕС, МВт.

Зменшення генерації активної потужності виконується до тих пір поки не буде забезпечено виконання умови 3.2.

Якщо $P_{\text{заг.г}} < P_{\text{заг.н}} + \Delta P_{\text{заг.вт}}$, то виконується перевірка наявності резервної активної потужності в ЕЕС

$$P_{\text{рез.г}} \geq \Delta P \quad (3.4)$$

де $P_{\text{рез.г}}$ – резерв активної потужності генерації в ЕЕС, МВт; ΔP – відхилення активної потужності в ЕЕС, МВт.

Якщо $P_{\text{рез.г}} > \Delta P$, то об'єкт «Регулятор» відправляє команду об'єкту «Генеруюча станція» на збільшення генерації активної потужності на величину ΔP . Збільшення генерації активної потужності виконується до тих пір поки не буде забезпечено виконання умови 3.2.

В протилежному випадку виконується перехід від параметричного управління балансом потужності та частоти, до структурного управління, шляхом пошуку найкращої топології ЕЕС для забезпечення виконання умови 3.1 та 3.2.

Реалізація автоматизованого структурного управління забезпечується поєднанням логіко-аналітичного перебору топологій ЕЕС та вибору найкращого варіанту відповідно до функціоналу критерію якості, який враховує функціональні

показники спроможності елементів ЕЕС та технічного показника якості функціонування ЕЕС.

Функціональний показник елемента ЕЕС відображає поточний стан елемента ЕЕС та визначає спроможність елемента системи виконувати своє функціональне призначення, а саме: генерацію, передачу та трансформувannya ЕЕ.

Функціональна спроможність генеруючої станції забезпечити попит навантаження обмежується наступними параметрами:

- загальна активна потужність генерації ($P_{\text{заг.Г}}$, МВт);
- загальна активна потужність навантаження ($P_{\text{заг.Н}}$, МВт);
- загальний резерв активної потужності ($P_{\text{заг.рез}}$, МВт).

Функціональна спроможність ЛЕП виконати передачу ЕЕ обмежується технічними параметрами провідникових елементів, а саме:

- номінальною напругою ЛЕП ($U_{\text{ном.Л}}$, кВ);
- тривало допустимим струмом провідника ($I_{\text{доп.Л}}$, кА).

Функціональна спроможність трансформаторної підстанції виконувати перетворення ЕЕ обмежується наступними технічними параметрами:

- номінальною напругою трансформатора зі сторони високої напруги ($U_{\text{ном.Т.ВН}}$, кВ);
- номінальною напругою трансформатора зі сторони низької напруги ($U_{\text{ном.Т.НН}}$, кВ);
- коефіцієнтом завантаження трансформатора ($\beta_{\text{Т}}$).

Функціональна спроможність генеруючої станції забезпечити попит активного навантаження залежить від активної потужності навантаження ($P_{\text{заг.Н}}$) та активної потужності генеруючої станції ($P_{\text{заг.Г}}$) з урахуванням резерву активної потужності генеруючих станцій ($P_{\text{заг.рез}}$) та втрати активної потужності ($\Delta P_{\text{заг.ВТ}}$).

При виконанні умов $P_{\text{заг.Г}} + P_{\text{заг.рез}} \geq P_{\text{заг.Н}} + \Delta P_{\text{заг}}$ генеруюча станція задовольняє умовам навантаження, тому виконується перехід до елемента ЛЕП.

Перевірка спроможності ЛЕП щодо можливості передачі ЕЕ, виконується за тривало допустимим струмом, за умови нагріву.

Умова перевірки ЛЕП за тривало допустимим струмом нагріву

$$I_{p.n} \leq I_{\text{доп.л}}, \text{ кА} \quad (3.5)$$

де $I_{p.n}$ – розрахунковий струм навантаження, кА; $I_{\text{доп.л}}$ – допустимий струм ЛЕП, кА.

Розрахунковий струм навантаження визначається як

$$I_{p.n} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.н}}}, \text{ кА.} \quad (3.6)$$

де S_n – повна потужність навантаження, МВА; $U_{\text{ном.н}}$ – номінальна напруга навантаження, кВ.

Спроможність трансформаторної підстанції трансформувати ЕЕ перевіряється за коефіцієнтом завантаження

$$\beta \leq \beta_{\text{доп.т}} \quad (3.7)$$

де β – фактичний коефіцієнт завантаження трансформатора; $\beta_{\text{доп.т}}$ – допустимий коефіцієнт завантаження трансформатора.

Фактичний коефіцієнт завантаження трансформатора визначається за формулою

$$\beta = \frac{S_H}{n \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}. \quad (3.8)$$

де n – кількість трансформаторів; $S_{\text{НОМ.Т}}$ – повна номінальна потужність трансформатора, МВА.

Після перевірки спроможності елементів ЕЕС виконується перевірка технічного показника системи.

Технічний показник елементу ЕЕС відповідає за якість функціонування системи, що забезпечує генерацію, транспортування та перетворення ЕЕ.

До технічного показника елементів ЕЕС належить відхилення напруги в кінцевій точці споживання (δU).

Відхилення напруги в кінцевій точці повинно бути в межах

$$\delta U = \pm 10\% U_{\text{НОМ}}, \quad (3.9)$$

де $U_{\text{НОМ}}$ – номінальна напруга мережі, кВ.

Відхилення напруги в кінцевій точці споживання визначається шляхом визначення втрати напруги в ЛЕП та трансформаторній підстанції ЕЕС. Визначення втрат напруги в елементах ЕЕС наводиться в розділі 2.

Отже, після визначення спроможності елементів ЕЕС виконувати своє функціональне призначення та технічного показника якості функціонування системи забезпечується вибір такої топології ЕЕС, яка задовольняє зазначеним вимогам.

Якщо показники спроможності та якості функціонування не задовольняють вимогам, то виконується відключення менш відповідальних споживачів ЕЕС поки не буде забезпечено умову 3.2. Після відключення споживачі та забезпечення балансу

потужності та частоти, передбачається пошук нової топології ЕЕС для можливості відновлення роботи відключених елементів.

Якщо показники спроможності та якості функціонування задовольняють вимогам, то виконується повторне опитування параметрів елементів ЕЕС та їх станів за допомогою об'єкта «Датчик», що створює замкнутий цикл роботи алгоритму.

Розрахункові та допустимі значення елементів ЕЕС записуються в табличну модель, що наведена в розділі 2.

3.2 Моделювання процесів в системі керування на основі діаграм потоків даних дій

Моделі процесів відображають функціональну природу дії в межах систем керування ЕЕС. Кожна подія розбивається на фундаментальні процеси, які в сумі визначають необхідне функціональне значення системи. Для відображення фундаментальних процесів використовується ДПДД.

Кожний з процесів станів відображається на ДПДД овалом, має ім'я і опис мети. Якщо процес створює дані, як вихідні, то потік даних відображається стрілкою і направлений від процесу, а якщо процес потребує вхідних даних то навпаки, стрілка показується до процесу [58]. Формалізація процесів, які відображаються на ДПДД виконується за допомогою інформаційних технологій для подальшої можливості імітаційного моделювання роботи ЕЕС.

Потоки на ДПДД є графічним відображенням обмежень на порядок виконання процесів. На ДПДД об'єктів ЕЕС зазначаються умовні потоки управління, які забезпечують графічне відображення умов, при яких процес виконується або не виконується в залежності від результату порівнянь. Умовний потік на ДПДД позначається поперечною стрілкою з ризикою.

Процеси на ДПДД визначаються для об'єктів з інформаційної моделі ЕЕС [14]. ДПДД об'єкта «Монітор» приводиться на рис. 3.2 – рис. 3.7.

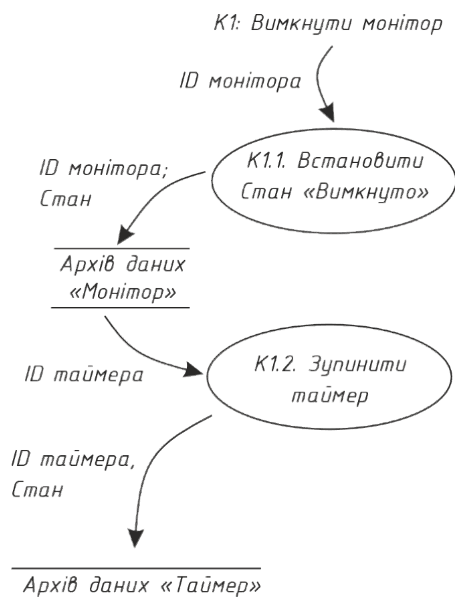


Рис. 3.2. ДПДД об'єкта «Монітор»
стан «Монітор вимкнуто».
Джерело: розроблено автором

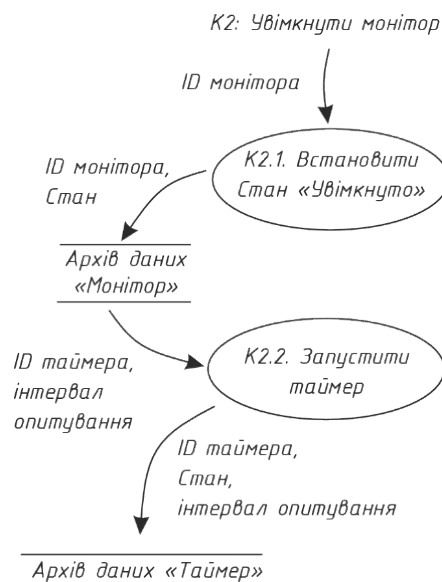


Рис. 3.3. ДПДД об'єкта «Монітор»
стан «Монітор увімкнуто».
Джерело: розроблено автором

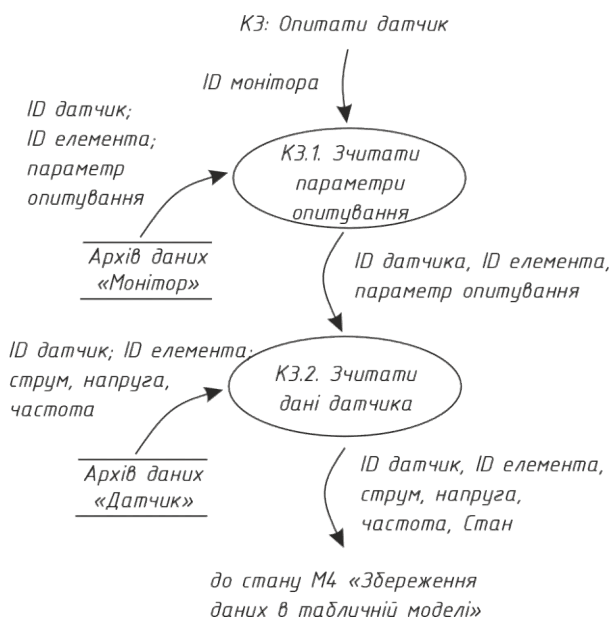


Рис. 3.4. ДПДД об'єкта «Монітор»
стан «Опитування об'єкта «Датчик»».
Джерело: розроблено автором



Рис. 3.5. ДПДД об'єкта
«Монітор» стан «Збереження
даних в табличній моделі».
Джерело: розроблено автором

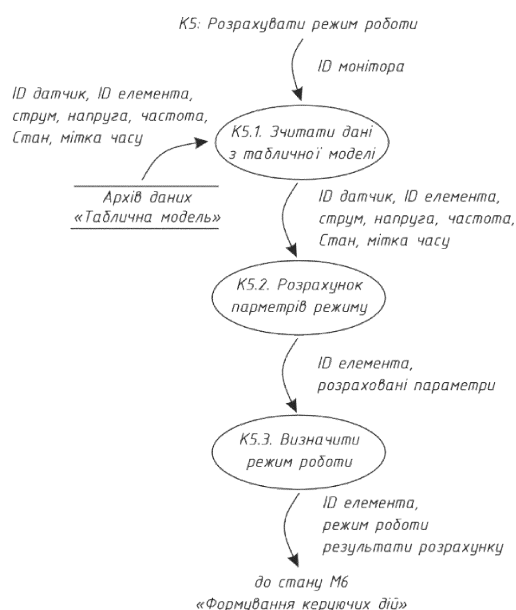


Рис. 3.6. ДПДД об'єкта «Монітор»
стан «Розрахунки режимів роботи».

Джерело: розроблено автором

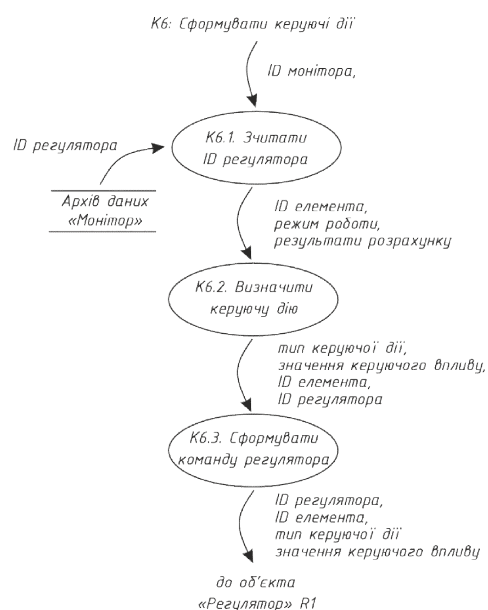


Рис. 3.7. ДПДД об'єкта «Монітор»
стан «Формування керуючих дій».

Джерело: розроблено автором

Список процесів станів для об'єкта «Монітор» приводиться в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Процеси станів для об'єкта «Монітор»

Ідентифікатор процесу	Тип	Назва процесу
K1.1	Аксесор	Встановити стан «Вимкнуто»
K1.2	Аксесор	Зупинити таймер
K2.1	Аксесор	Встановити стан «Увімкнуто»
K2.2	Аксесор	Запустити таймер
K3.1	Аксесор	Зчитати параметри опитування
K3.2	Аксесор	Зчитати дані датчика
K4.1	Перетворення	Сформувати запис табличної моделі
K4.2	Аксесор	Записати дані в табличну модель
K5.1	Аксесор	Зчитати дані з табличної моделі
K5.2	Перетворення	Розрахунок параметрів режиму
K5.3	Перевірка	Визначити режим роботи
K6.1	Аксесор	Зчитати ID регулятора
K6.2	Перетворення	Визначити керуючу дію
K6.3	Перетворення	Сформувати команду регулятора

Джерело: розроблено автором

ДПДД об'єкта «Регулятор» приводиться на рис. 3.8 – рис. 3.13.

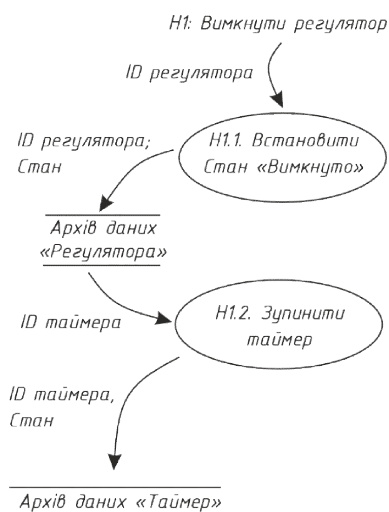


Рис. 3.8. ДПДД об'єкта «Регулятор» стан «Регулятора вимкнено».
Джерело: розроблено автором

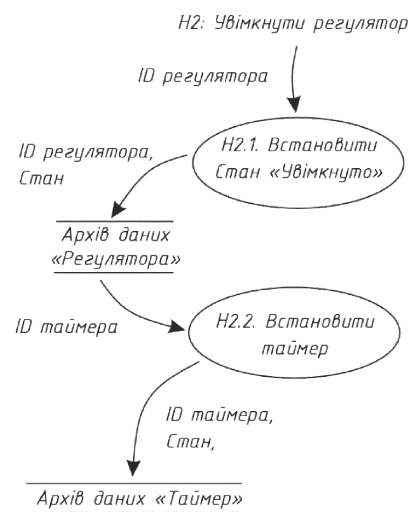


Рис. 3.9. ДПДД об'єкта «Регулятор» стан «Регулятор увімкнено».
Джерело: розроблено автором

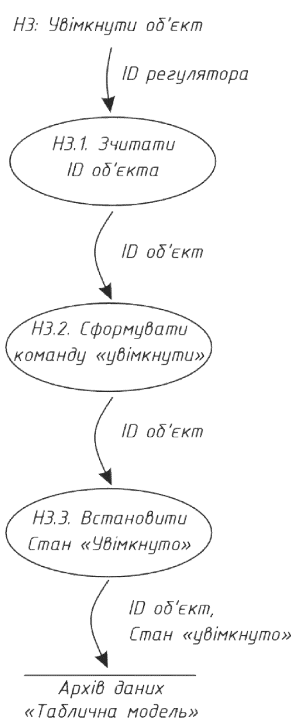


Рис. 3.10. ДПДД об'єкта «Регулятор» стан «Увімкнення об'єкту». Джерело: розроблено автором

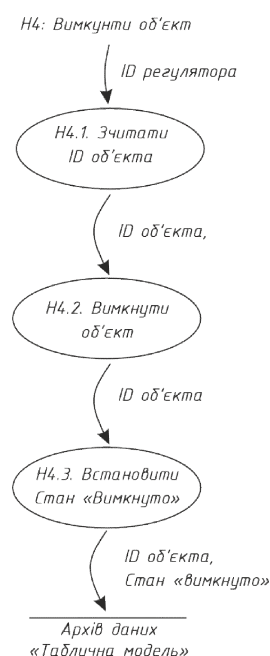


Рис. 3.11. ДПДД об'єкта «Регулятор» стан «Вимкнення об'єкту». Джерело: розроблено автором

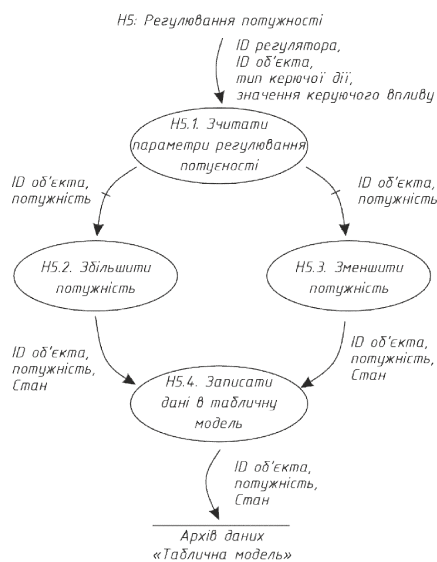


Рис. 3.12. ДПДД об'єкта «Регулятор»
стан «Регулювання потужності».
Джерело: розроблено автором

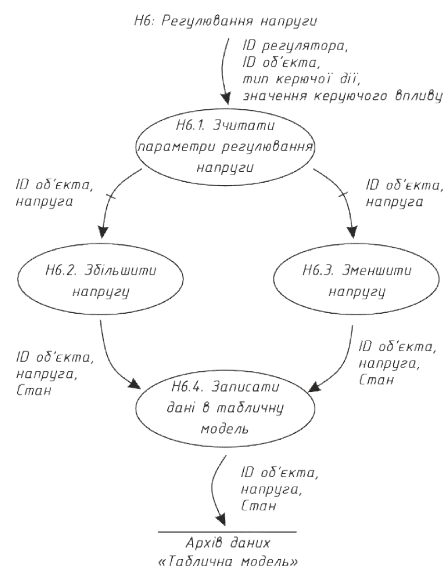


Рис. 3.13. ДПДД об'єкта «Регулятор»
стан «Регулювання напруги».
Джерело: розроблено автором

Список процесів станів для об'єкта «Регулятор» приводиться в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Процеси станів для об'єкта «Регулятор»

Ідентифікатор процесу	Тип	Назва процесу
H1.1	Аксесор	Встановити стан «Вимкнуто»
H1.2	Аксесор	Зупинити таймер
H2.1	Аксесор	Встановити стан «Увімкнуто»
H2.2	Аксесор	Встановити таймер
H3.1	Аксесор	Зчитати ID об'єкта
H3.2	Перетворення	Сформувати команду «Увімкнути»
H3.3	Аксесор	Встановити стан «Увімкнуто»
H4.1	Аксесор	Зчитати ID об'єкта
H4.2	Перетворення	Сформувати команду «Вимкнути»
H4.3	Аксесор	Встановити стан «Вимкнуто»
H5.1	Перевірка	Зчитати параметри регулювання потужності
H5.2	Генератор	Збільшити потужність
H5.3	Генератор	Зменшити потужність

Продовження таблиці 3.2

Н5.4	Аксесор	Записати дані в табличну модель
Н6.1	Перевірка	Зчитати параметри регулювання напруги
Н6.2	Генератор	Збільшити напругу
Н6.3	Генератор	Зменшити напругу
Н6.4	Аксесор	Записати дані в табличну модель

Джерело: розроблено автором

ДПДД для об'єкта «Генеруюча станція» приводиться на рис. 3.14 – 3.19.

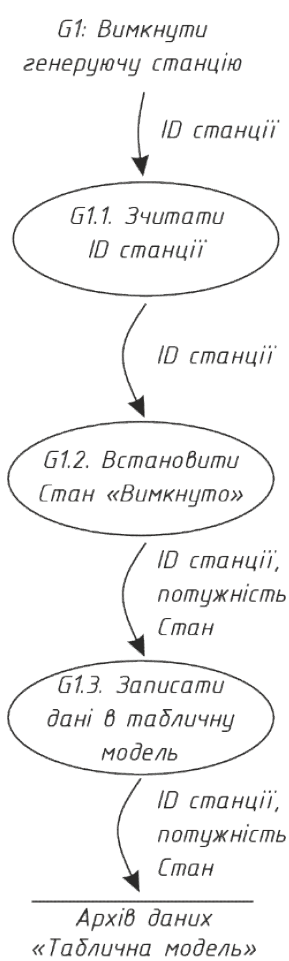


Рис. 3.14. ДПДД об'єкта «Генеруюча станція» стан «Генеруючу станцію вимкнено». Джерело: розроблено автором

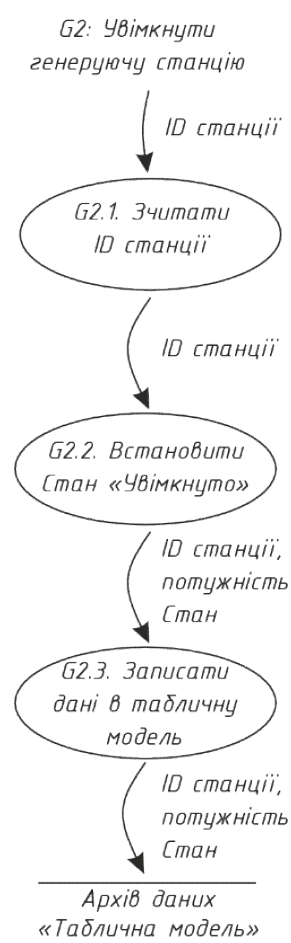


Рис. 3.15. ДПДД об'єкта «Генеруюча станція» стан «Генеруючу станцію увімкнено». Джерело: розроблено автором

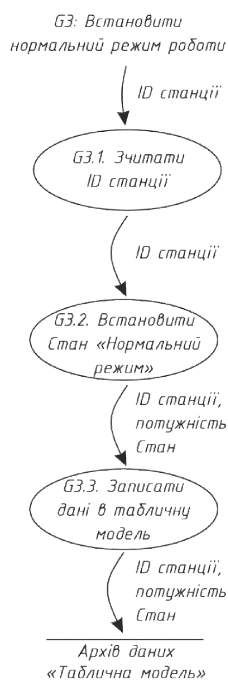


Рис. 3.16. ДПДД об'єкта «Генеруюча станція» стан «Нормальний режим роботи». Джерело: розроблено автором

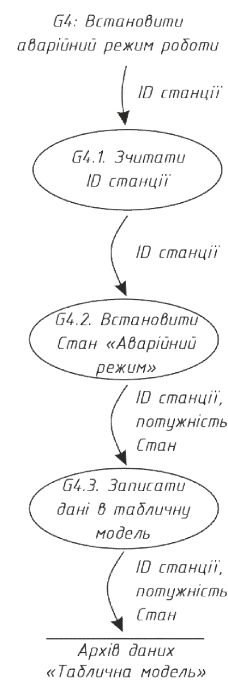


Рис. 3.17. ДПДД об'єкта «Генеруюча станція» стан «Аварійний режим роботи». Джерело: розроблено автором

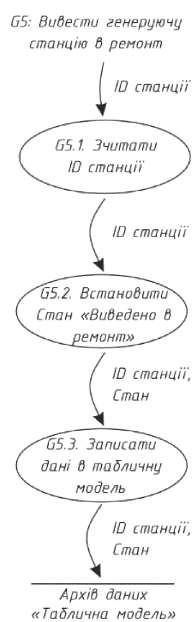


Рис. 3.18. ДПДД об'єкта «Генеруюча станція» стан «Виведено в ремонт». Джерело: розроблено автором

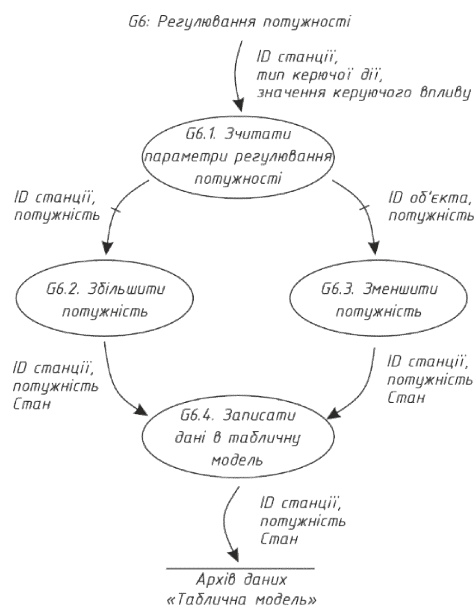


Рис. 3.19. ДПДД об'єкта «Генеруюча станція» стан «Регулювання потужності». Джерело: розроблено автором

Список процесів станів для об'єкта «Генеруюча станція» приводиться в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Процеси станів для об'єкта «Генеруюча станція»

Ідентифікатор процесу	Тип	Назва процесу
G1.1	Аксесор	Зчитати ID станції
G1.2	Аксесор	Встановити стан «Вимкнуто»
G1.3	Аксесор	Записати дані в табличну модель
G2.1	Аксесор	Зчитати ID станції
G2.2	Аксесор	Встановити стан «Увімкнуто»
G2.3	Аксесор	Записати дані в табличну модель
G3.1	Аксесор	Зчитати ID станції
G3.2	Аксесор	Встановити стан «Нормальний режим»
G3.3	Аксесор	Записати дані в табличну модель
G4.1	Аксесор	Зчитати ID станції
G4.2	Аксесор	Встановити стан «Аварійний режим»
G4.3	Аксесор	Записати дані в табличну модель
G5.1	Аксесор	Зчитати ID станції
G5.2	Аксесор	Встановити стан «Виведено в ремонт»
G5.3	Аксесор	Записати дані в табличну модель
G6.1	Перевірка	Зчитати параметри регулювання потужності
G6.2	Генератор	Збільшити потужність
G6.3	Генератор	Зменшити потужність
G6.4	Аксесор	Записати дані в табличну модель

Джерело: розроблено автором

ДПДД для об'єкта «Лінія електропередачі» приводиться на рис. 3.20 – 3.24.

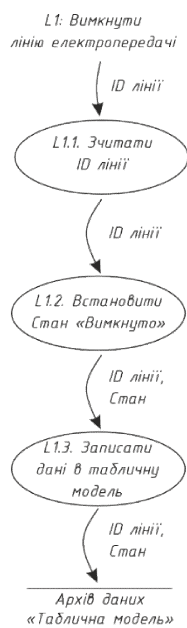


Рис. 3.20. ДПДД об'єкта «Лінію електропередачі» стан «Лінію електропередачі вимкнута». Джерело: розроблено автором

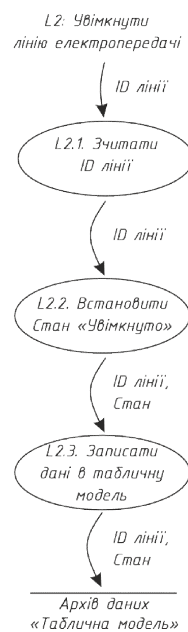


Рис. 3.21. ДПДД об'єкта «Лінію електропередачі» стан «Лінію електропередачі увімкнута». Джерело: розроблено автором

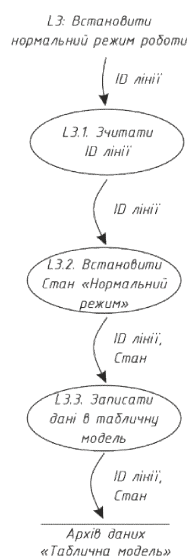


Рис. 3.22. ДПДД об'єкта «Лінію електропередачі» стан «Нормальний режим роботи». Джерело: розроблено автором

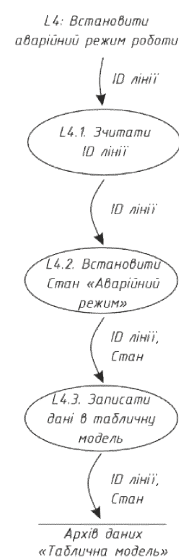


Рис. 3.23. ДПДД об'єкта «Лінію електропередачі» стан «Аварійний режим роботи». Джерело: розроблено автором

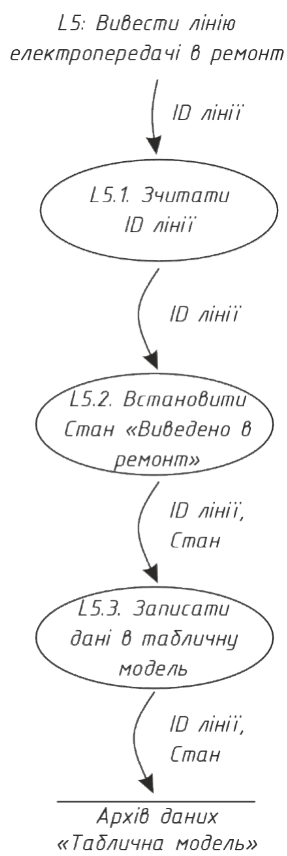


Рис. 3.24. ДПДД об'єкта «Лінію електропередачі» стан «Виведено в ремонт». Джерело: розроблено автором

Список процесів станів для об'єкта «Лінія електропередачі» приводиться в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Процеси станів для об'єкта «Лінія електропередачі»

Ідентифікатор процесу	Тип	Назва процесу
L1.1	Аксесор	Зчитати ID лінії
L1.2	Аксесор	Встановити стан «Вимкнуто»
L1.3	Аксесор	Записати дані в табличну модель
L2.1	Аксесор	Зчитати ID лінії
L2.2	Аксесор	Встановити стан «Увімкнуто»
L2.3	Аксесор	Записати дані в табличну модель
L3.1	Аксесор	Зчитати ID лінії
L3.2	Аксесор	Встановити стан «Нормальний режим»
L3.3	Аксесор	Записати дані в табличну модель

Продовження таблиці 3.4

L4.1	Аксесор	Зчитати ID лінії
L4.2	Аксесор	Встановити стан «Аварійний режим»
L4.3	Аксесор	Записати дані в табличну модель
L5.1	Аксесор	Зчитати ID лінії
L5.2	Аксесор	Встановити стан «Виведено в ремонт»
L5.3	Аксесор	Записати дані в табличну модель

Джерело: розроблено автором

ДПДД для об'єкта «Трансформаторна підстанція» приводиться на рис. 3.25 – 3.30.

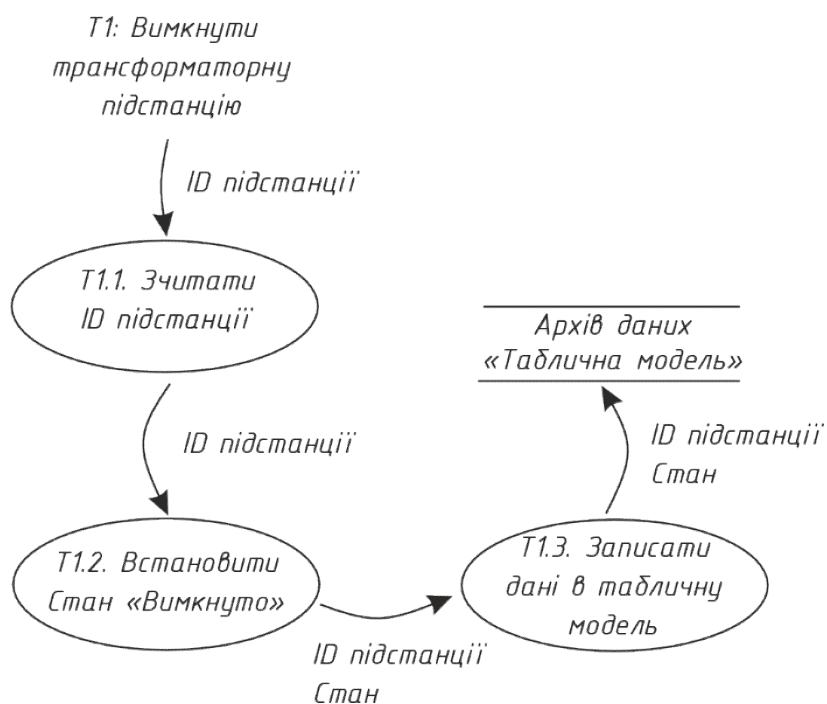


Рис. 3.25. ДПДД об'єкта «Трансформаторна підстанція» стан «Трансформаторна підстанція вимкнута». Джерело: розроблено автором

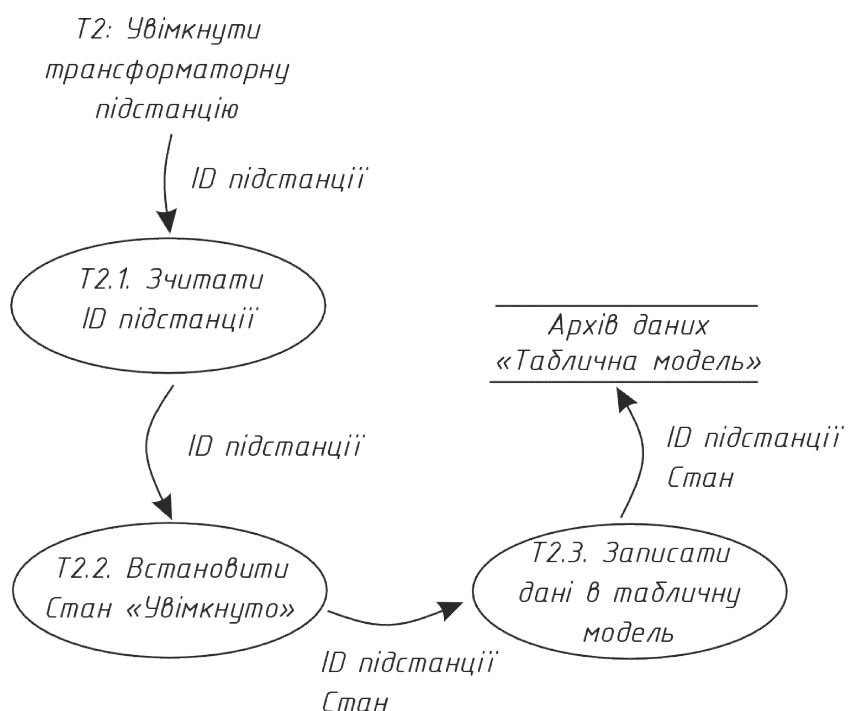


Рис. 3.26. ДПДД об'єкта «Трансформаторна підстанція» стан «Трансформаторна підстанція увімкнута». Джерело: розроблено автором

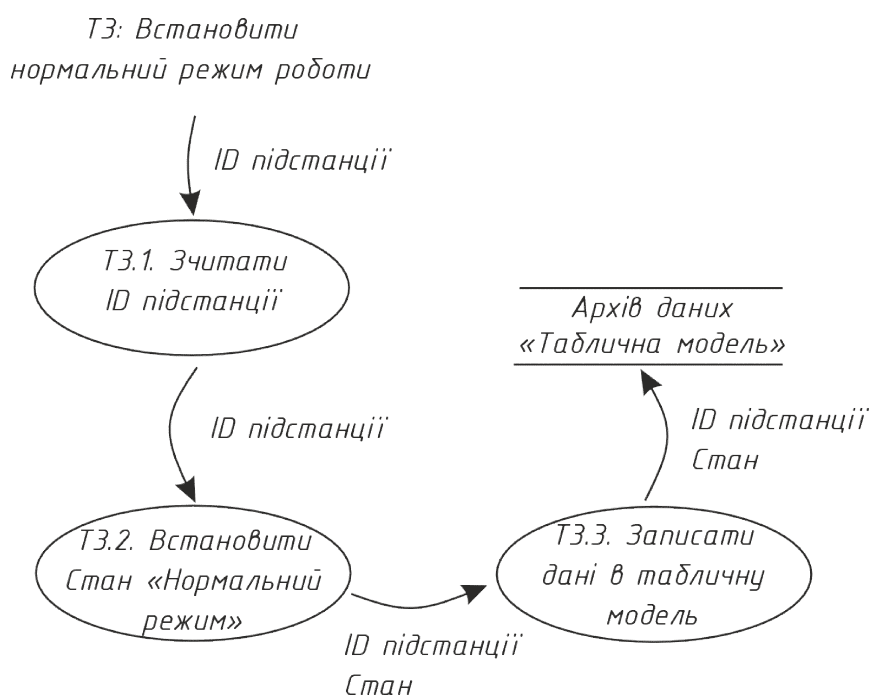


Рис. 3.27. ДПДД об'єкта «Трансформаторна підстанція» стан «Нормальний режим роботи». Джерело: розроблено автором

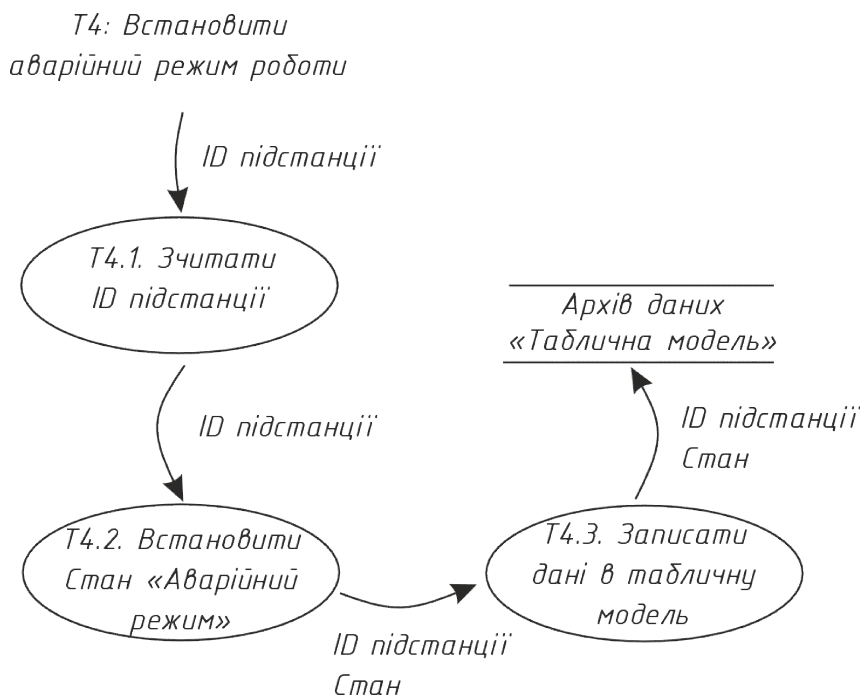


Рис. 3.28. ДПДД об'єкта «Трансформаторна підстанція» стан «Аварійний режим роботи». Джерело: розроблено автором

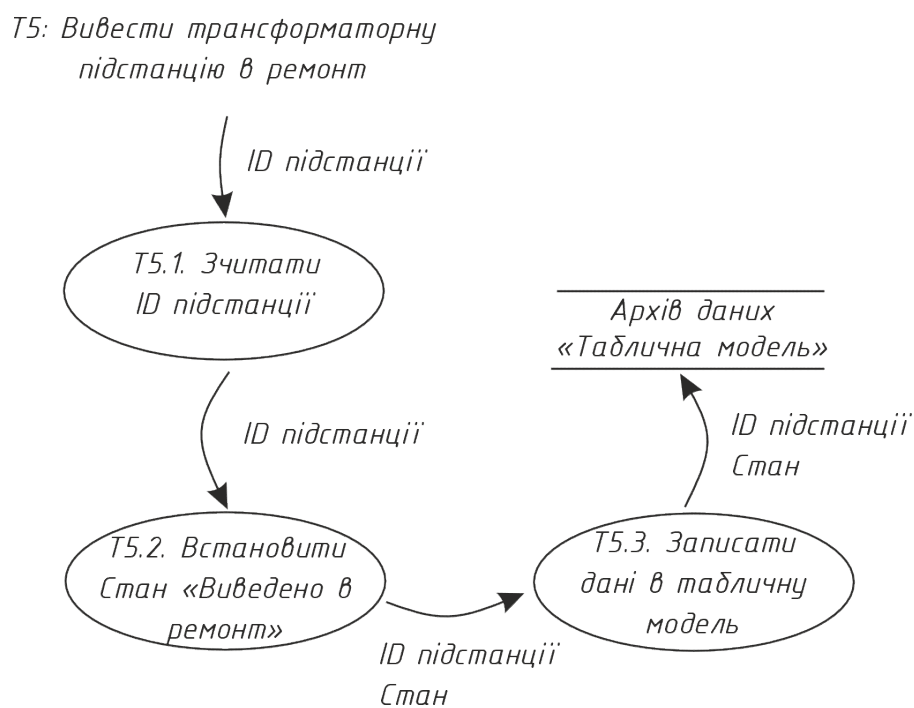


Рис. 3.29. ДПДД об'єкта «Трансформаторна підстанція» стан «Вивести в ремонт». Джерело: розроблено автором

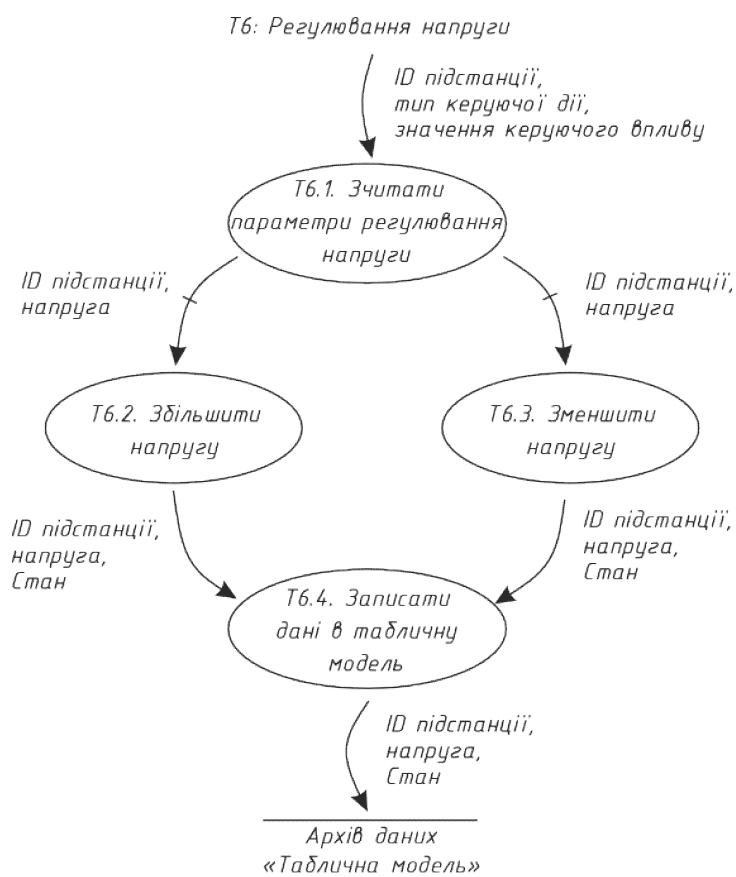


Рис. 3.30. ДПДД об'єкта «Трансформаторна підстанція» стан «Регулювання напруги». Джерело: розроблено автором

Список процесів станів для об'єкта «Трансформаторна підстанція» приводиться в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Процеси станів для об'єкта «Трансформаторна підстанція»

Ідентифікатор процесу	Тип	Назва процесу
T1.1	Аксесор	Зчитати ID підстанції
T1.2	Аксесор	Встановити стан «Вимкнуто»
T1.3	Аксесор	Записати дані в табличну модель
T2.1	Аксесор	Зчитати ID підстанції
T2.2	Аксесор	Встановити стан «Увімкнуто»
T2.3	Аксесор	Записати дані в табличну модель
T3.1	Аксесор	Зчитати ID підстанції
T3.2	Аксесор	Встановити стан «Нормальний режим»
T3.3	Аксесор	Записати дані в табличну модель
T4.1	Аксесор	Зчитати ID підстанції

Продовження таблиці 3.5

T4.2	Аксесор	Встановити стан «Аварійний режим»
T4.3	Аксесор	Записати дані в табличну модель
T5.1	Аксесор	Зчитати ID підстанції
T5.2	Аксесор	Встановити стан «Виведено в ремонт»
T5.3	Аксесор	Записати дані в табличну модель
T6.1	Перевірка	Зчитати параметри регулювання напруги
T6.2	Генератор	Збільшити напругу
T6.3	Генератор	Зменшити напругу
T6.4	Аксесор	Записати дані в табличну модель

Джерело: розроблено автором

ДПДД об'єкта «Споживача» не приводиться в силу простоти процесів. Об'єкт «Споживач» має два процеси. Перший це увімкнення об'єкта, другий вимкнення об'єкта.

3.3 Динамічна модель управління балансом потужності та частоти в електроенергетичній системі

3.3.1 Математична модель генеруючої станції

В якості генеруючого елемента ЕЕС розглядається ТЕС, яка моделюється роботою парової турбіни.

Спрощена схема парової турбіни та її компонентів, що працюють на ізольоване навантаження приводиться на рис.3.31 [8, 87-89].

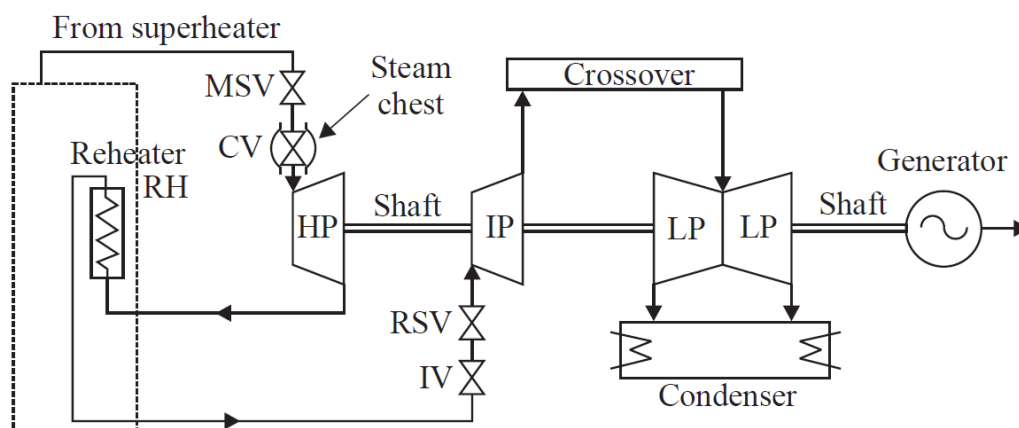


Рис. 3.31. Спрощена схема парової турбіни [87]

Представлена схема складається з парового котла, механіко-гідравлічної системи регулювання швидкості, циліндрів високого, середнього та низького тиску, має один пароперегрівач та перепускний трубопровід.

Принцип роботи парової турбіни полягає в наступному. Пара високого тиску та температури, що виробляється у паровому котлі, при спалюванні палива та нагріванні води, спочатку потрапляє в циліндр високого тиску, проходячи через головні регулюючі клапани, які контролюють потік і тиск пари. Після цього вона проходить через циліндр середнього тиску і зрештою, через циліндр низького тиску. На виході з турбіни пара потрапляє в конденсатор, де вона охолоджується і переходить у рідкий стан. Сконденсована вода перекачується насосом у парогенератор для повторного нагрівання і перетворення на пару, завершуючи цикл.

Блок-схема парової турбіни представлена на рис. 3.32.

Значення T_{SC} , T_{RH} та T_{CO} відображають затримки спричинені паровим котлом та впускним трубопроводом, пароперегрівачем та перехресним трубопроводом відповідно. Доді потужності циліндрів високого F_{HP} , середнього F_{IP} та низького F_{LP} тиску визначають, який внесок кожний з циліндрів вносить до загальної потужності парової турбіни.

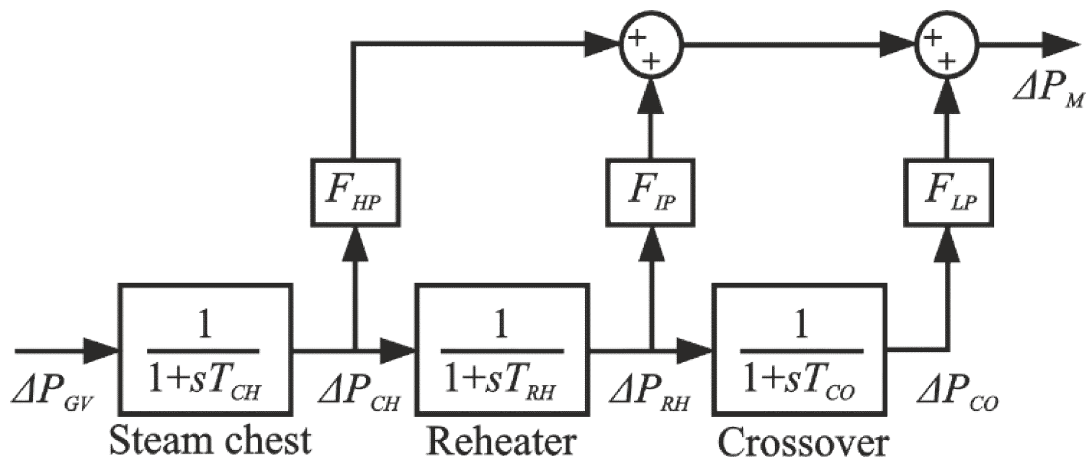


Рис. 3.32. Блок-схема парової турбіни з одним пароперегрівачем та циліндрами високого, середнього та низького тиску та перепускним трубопроводом [90]

Математична модель парової турбіни описується наступною передавальною функцією [90]

$$\frac{\Delta P_M(s)}{\Delta P_{GV}(s)} = \left[\frac{F_{LP}}{T_{CH}T_{RH}T_{CO}s^3 + (T_{CH}T_{RH} + T_{CH}T_{CO} + T_{RH}T_{CO})s^2 + (T_{CH} + T_{RH} + T_{CO})s + 1} + \frac{F_{HP}}{T_{CH}s + 1} + \frac{F_{IP}}{T_{CH}T_{RH}s^2 + (T_{CH} + T_{RH})s + 1} \right], \quad (3.10)$$

де T_{CH}, T_{RH}, T_{CO} – постійні часу затримки, спричинені паровим котлом, пароперегрівачем та перехресним трубопроводом відповідно, с; F_{HP}, F_{IP}, F_{LP} – долі потужності, що розвиваються в циліндрах високого, середнього та низького тиску відповідно; ΔP_M – зміна механічної потужності парової турбіни; ΔP_{GV} – керуючий сигнал на зміну положення клапанів.

Визначення параметрів парової турбіни зазвичай дуже складний процес, що пов'язаний з відсутністю параметрів для турбін у відкритому доступі. Згідно з [87, 91] параметри для парових турбін рекомендується приймати наступними: $T_{CH} = 0,1 \dots 0,4$ с; $T_{RH} = 4 \dots 11$ с; $T_{CO} = 0,3 \dots 0,5$ с; $F_{HP} = 0,31$; $F_{IP} = 0,5$; $F_{LP} = 0,19$.

Механіко-гідравлічна система регулювання швидкості обертання парової турбіни складається з пропорційного регулятора швидкості, реле швидкості гідравлічного серводвигуна та керованих регулятором клапанів. Головним завданням регулятора швидкості є регулювання та підтримання заданої швидкості обертання парової турбіни.

Модель механіко-гідравлічної системи регулювання швидкості в блочному вигляді приводиться на рис. 3.33 [91, 92].

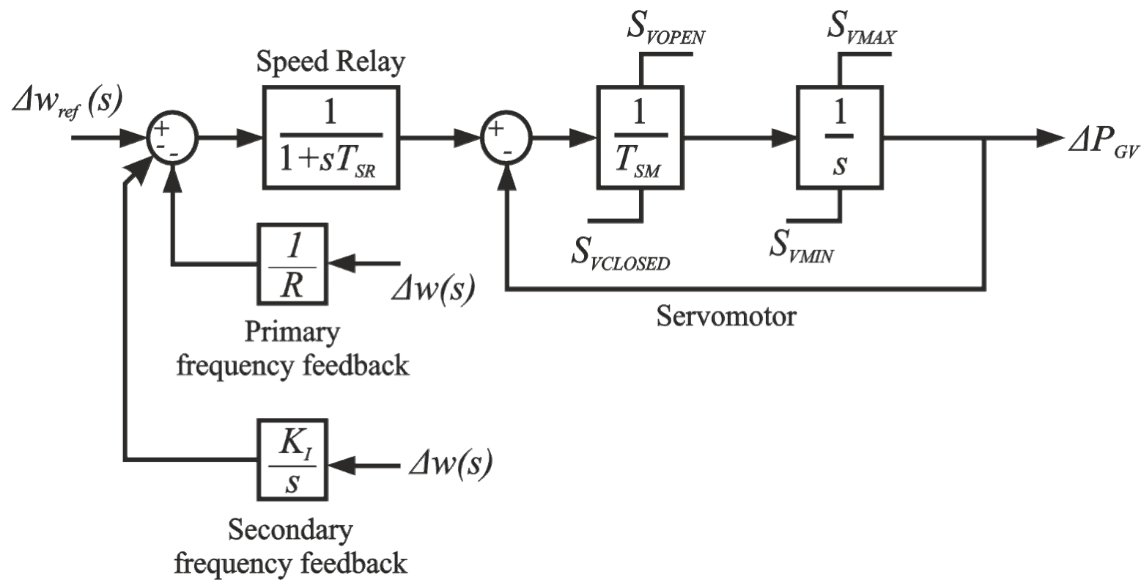


Рис. 3.33. Блок-схема механіко-гідравлічної системи регулювання швидкості обертання парової турбіни [90]

Швидкісне реле представлене аперіодичною ланкою першого порядку з постійною часу T_{SR} , яка враховує інерційність регулятора швидкості в момент формування сигналу управління.

Сервомотор переміщує клапани парової турбіни та представлений як інтегратор з постійною часу T_{SM} і прямим зворотним зв'язком. Значення S_{VOPEN} , $S_{VCLOSED}$, S_{VMAX} та S_{VMIN} відображають межі швидкості та положення клапана відповідно.

Коефіцієнт підсилення $1/R$ відображає статизм первинного регулювання. У разі збільшення $1/R$, зростає чутливість регулятора, що зменшує статичну похибку регулювання.

Сигнал Δw_{ref} задає відхилення опорної величини. Інтегральна зміна стану x_I накопичує похибку частоти у вторинному регулюванні.

Модель Механіко-гідравлічної системи регулювання швидкості парової турбіни у векторно-матричній формі [90]

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} P_{GV} \\ \Delta P_{SR} \\ x_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_{SM}} & \frac{1}{T_{SM}} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{T_{SR}} & -\frac{K_I}{T_{SR}} \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_{GV} \\ \Delta P_{SR} \\ x_I \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ \frac{1}{T_{SR}} & -\frac{1}{RT_{SR}} \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \omega_{ref} \\ \Delta \omega \end{bmatrix}. \quad (3.11)$$

Згідно з [91] параметри для механіко-гідравлічної системи рекомендується приймати наступними: $1/R = 25$; $T_{SR} = 0,1$ с; $T_{SM} = 0,2 - 0,3$ с; $S_{VOPEN} = 0,1$ в.о./с; $S_{VCLOSED} = 1,0$ в.о./с.

3.3.2 Математична модель лінії електропередачі

При моделюванні динамічних процесів в ЕЕС лінія електропередачі у межах спрощеної моделі моделюється як еквівалентна інерційна ланка, що враховує часову затримку передачі активної потужності між елементами системи.

Математична модель ЛЕП описується передавальною функцією першого порядку [9].

Математична модель ЛЕП

$$W_{line}(s) = \frac{1}{T_{line}s + 1}, \quad (3.12)$$

де T_{line} – постійна часу, що характеризує інерційність електромагнітних процесів в ЛЕП, с;

3.3.3 Математична модель трансформаторної підстанції

Трансформаторна підстанція забезпечує перетворення ЕЕ та залежно від призначення поділяється на підвищувальні й понижувальні підстанції за класом напруги.

З метою спрощення динамічного моделювання трансформаторна підстанція в роботі описується роботою основного силового елемента – трансформатор.

Математична модель трансформаторної підстанції описується передавальною функцією першого порядку [9]. Інерційність обумовлюється електромагнітними перехідними процесами в обмотках трансформатора та процесами перемагнічування магнітопроводу.

Математична модель трансформаторної підстанції

$$W_{tr}(s) = \frac{1}{T_{tr}s + 1}, \quad (3.13)$$

де T_{tr} – постійна часу трансформатора, що характеризує швидкість електромагнітних процесів, с.

Математична модель трансформатора враховує часову затримку спричинену електромагнітними процесами, що протікають в трансформаторі.

3.3.4 Математична модель споживача електроенергетичної системи

Споживач в ЕЕС моделюється як еквівалентне сумарне навантаження, підключене до об'єкта «Трансформаторна підстанція». Математична модель споживача враховує регульовальний ефект навантаження за частотою, а також зміну навантаження за дії проєктних та позапроєктних збурень [93].

Раптова зміна навантаження в моделі реалізується за допомогою блока «Step». Початковий усталений режим роботи ЕЕС визначається параметрами генеруючої станції, зокрема початковим положенням клапанів парової турбіни.

Регулювальний ефект навантаження обумовлений зміною активної потужності споживання внаслідок відхилення частоти в ЕЕС. В якості даного навантаження виступають синхронні та асинхронні машини, що становлять відповідну частку промислового навантаження. У разі зниження частоти в ЕЕС зменшується частота їх обертання, що, своєю чергою, приводить до зменшення споживаної потужності та часткової компенсації дефіциту потужності генерації [9, 19].

Математична модель навантаження описується передавальною функцією першого порядку

$$W_{load}(s) = \frac{1}{T_j s + D}, \quad (3.14)$$

де T_j – постійна інерції генеруючих агрегатів та обертових мас навантаження, с; D – коефіцієнт регулювального ефекту навантаження, який враховує зміну навантаження в залежності зміни частоти на 1 %.

3.3.5 Динамічна модель управління балансом потужності та частоти електроенергетичної системи

Запропонована динамічна модель управління балансом потужності та частоти в ЕЕС поєднує ключові елементи системи, а саме: генеруючу станцію, трансформаторну підстанцію, лінію електропередачі та навантаження системи.

Математична модель ЕЕС має послідовну структуру з замкненими контурами первинного та вторинного регулювання, що формують зворотні зв'язки системи.

В якості генеруючого елемента розглядається математична модель парової турбіни, яка є джерелом ЕЕ та виконує функцію первинного та вторинного регулювання потужності внаслідок прояву проєктних та позапроєктних збурень.

ЛЕП є елементом, що передає згенеровану потужність між підвищувальною трансформаторною підстанцією №1 та понижувальною трансформаторною підстанцією №2 відповідно.

Перетворення ЕЕ в ЕЕС виконують підвищувальна трансформаторна підстанція №1 та понижувальна трансформаторна підстанція №2.

Елемент навантаження є поєднанням двох видів навантажень, а саме динамічного навантаження, яке враховує інерційність обертових мас та статичного навантаження.

Математичну модель ЕЕС розроблено в середовищі MATLAB Simulink (№13709940) та наведено на рис. 3.34 [8, 9].

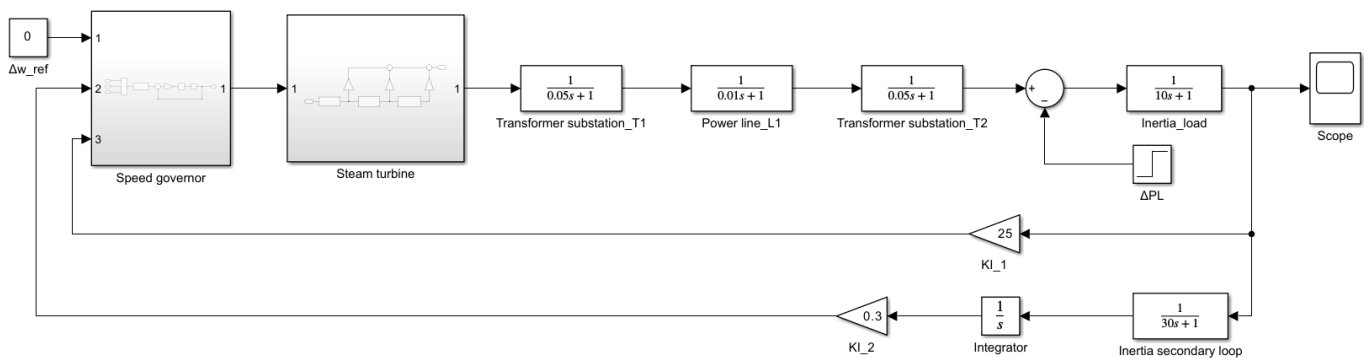


Рис. 3.34. Математична модель ЕЕС розроблена в середовищі MATLAB Simulink (№13709940). Джерело: розроблено автором

Математична модель гідравлічного блоку управління парової турбіни в середовищі MATLAB Simulink (№13709940) приводиться на рис. 3.35 [7].

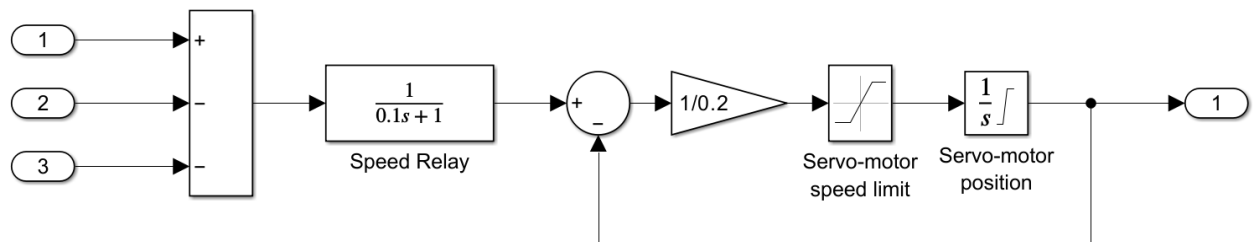


Рис. 3.35. Математична модель гідравлічного блоку управління парової турбіни в середовищі MATLAB Simulink (№13709940). Джерело: розроблено автором

Математична модель парової турбіни в середовищі MATLAB Simulink (№13709940) приводиться на рис. 3.36 [7].

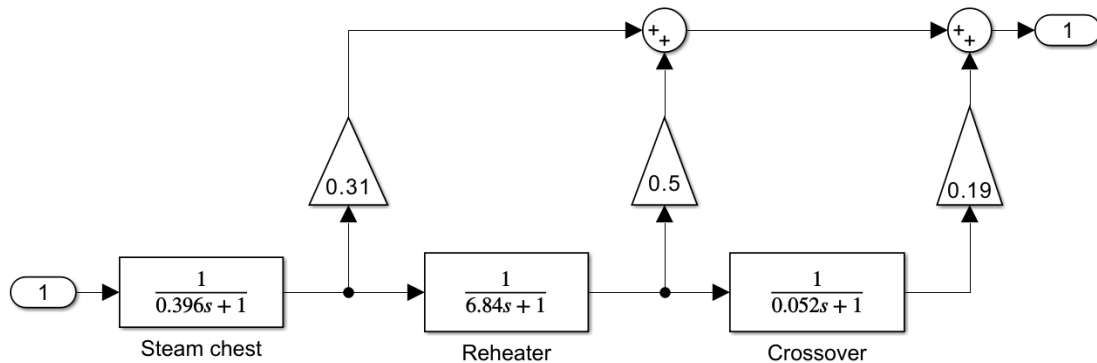


Рис. 3.36. Математична модель парової турбіни з одним пароперегрівачем та циліндрами високого, середнього та низького тиску та перепускним трубопроводом в середовищі MATLAB Simulink (№13709940). Джерело: розроблено автором

Функціонування запропонованої динамічної моделі управління балансом потужності та частоти ЕЕС виконується шляхом подачі сигналу відхилення опорної частоти Δw_{ref} на вхід механіко-гідравлічної системи регулювання швидкості парової турбіни. Далі формується керуючий вплив, який залежить від сигналу, що подається, поточного відхилення частоти в системі, а також параметрів первинного та вторинного регулювання.

Механіко-гідравлічний блок управління складається з реле швидкості «Speed Relay», пропорційного регулятора швидкості «Servo-motor limit» серводвигуна «Servo-motor position». Реле швидкості враховує інерційність регулятора в процесі формування сигналу управління. Сервомотор виконує переміщення регулювальних клапанів турбіни з урахуванням допустимих меж положень та обмежень за швидкістю. В результаті з виходу механіко-гідравлічного блоку формується керуючий сигнал, що подається на вхід блоку парової турбіни.

Блок парової турбіни, складається з послідовно з'єднаних аперіодичних ланок: парового котла «Steam chest», пароперегрівач «Reheater» та системи трубопроводів

«Crossover». На виході з блоку парової турбіни формується сигнал ΔP_M , який відповідає зміні механічної потужності і в подальшому застосовується, як вхідний вплив при формуванні активної потужності.

Зміна рівня напруги при передачі активної потужності моделюється за допомогою блоків трансформаторних підстанцій «Transformer substation_T1» та «Transformer substation T2», а передача активної потужності моделюється за допомогою блоку «Power line L1», які описуються передавальною функцією першого порядку.

Блок «Inertia_load» відображає інерційні властивості ЕЕС. В цьому блоці формується сигнал відхилення $\Delta \omega$. Сформований сигнал відхилення передається до первинного та вторинного контуру регулювання та повертається на вхід механіко-гідролічної системи управління паровою турбіною.

Первинне регулювання виконується за допомогою зворотного зв'язку з коефіцієнтом $1/R$, що забезпечує утримання частоти в результаті дії збурення. Вторинне регулювання забезпечується інтегральним контуром K_I/s , який формує додатковий коригувальний вплив в результаті накопиченого відхилення частоти.

РОЗДІЛ 4. РЕЗУЛЬТАТИ ІМІТАЦІЙНОГО МОДЕЛЮВАННЯ АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ БАЛАНСОМ ПОТУЖНОСТІ ТА ЧАСТОТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ В РЕЗУЛЬТАТІ ДІЇ ПРОЄКТНИХ ТА ПОЗАПРОЄКТНИХ ЗБУРЕНЬ

4.1 Опис структури динамічної моделі електроенергетичної системи

Розглядається ЕЕС яка складається з генеруючих блоків Г1–Г4, підвищувальної трансформаторної підстанції з трансформаторами Т1–Т4, повітряних магістральних ліній електропередачі Л1–Л4, понижувальної трансформаторної підстанції з трансформаторами Т5–Т8, розподільних повітряних ліній електропередачі Л5–Л8 та ізолюваного еквівалентного навантаження.

Генеруючі блоки Г1–Г4 складаються з парових турбін К–300–240 та турбогенераторів ТГВ–300. Парова турбіна К–300–240 в поєднанні з турбогенератором ТГВ–300 генерує активну потужність $P_{\Gamma} = 300$ МВт на номінальній напрузі $U_{\text{ном.Г}} = 20$ кВ. Генеруючі блоки Г1–Г4 приєднані до трансформаторної підстанції ПС1 з підвищувальними трансформаторами Т1–Т4 20/330 кВ. В якості підвищувальних трансформаторів Т1–Т4 приймаються силові трансформатори типу ТДЦ–400000/330 напругою 20/330 кВ. Передача згенерованої ЕЕ в нормальному режимі роботи виконується магістральними лініями електропередачі Л1–Л4 проводом 3х(2хАС–400) від РП–330 кВ підвищувальної трансформаторної підстанції №1 до РП–330 кВ понижувальної трансформаторної підстанції №2. На понижувальній трансформаторній підстанції №2 встановлені чотири понижувальні трансформатори типу ТДЦ–630000/330 напругою 330/20 кВ. Еквівалентне навантаження підключено до секції шин 20 кВ на понижувальній трансформаторній підстанції №2.

Математична модель ЕЕС в середовищі MATLAB Simulink (ліцензійний номер 13709940) наведено на рис. 4.1 [9].

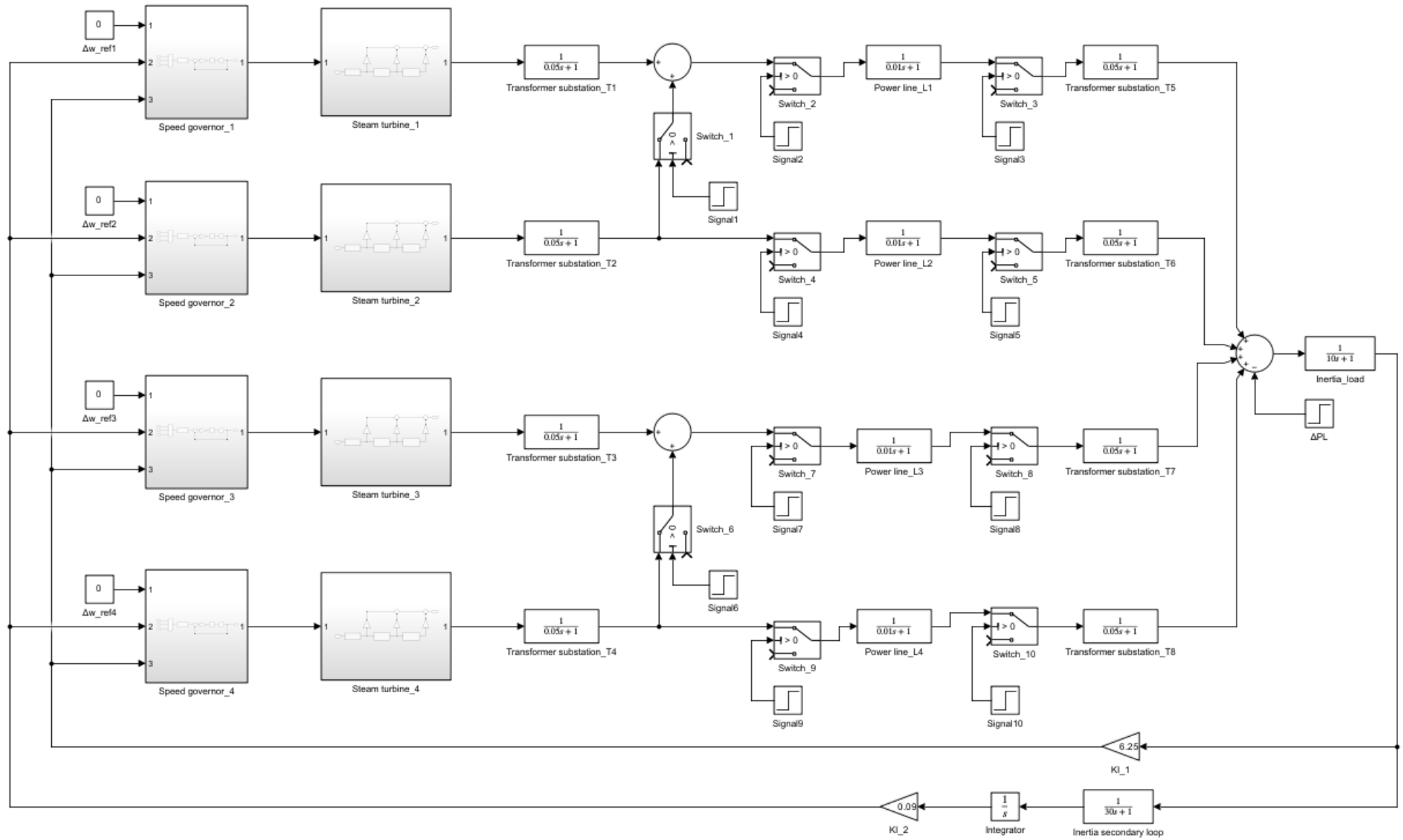


Рис. 4.1. Математична модель ЕЕС. Джерело: розроблено автором

4.2 Результати моделювання структурно-параметричного автоматизованого управління балансом потужності та частоти електроенергетичної системи в результаті дії проєктного збурення

Розглянемо режим роботи ЕЕС №1. Система перебуває в усталеному режимі роботи. Генеруючі блоки Г1–Г4 працюють на активну потужність 270 МВт кожний на напрузі 20 кВ.

Так, як ЕЕС знаходиться в усталеному режимі роботи, то виконується баланс потужності та частоти. Даний режим роботи є еталонним, так як система перебуває в усталеному режимі роботи без впливу проєктних та позапроєктних збурень.

Розрахунок параметрів елементів для режиму роботи ЕЕС №1 приводяться в таблиці 4.1.

Характеристика активної потужності та частоти усталеного режиму роботи ЕЕС наведено на рис. 4.2 – рис. 4.4 відповідно

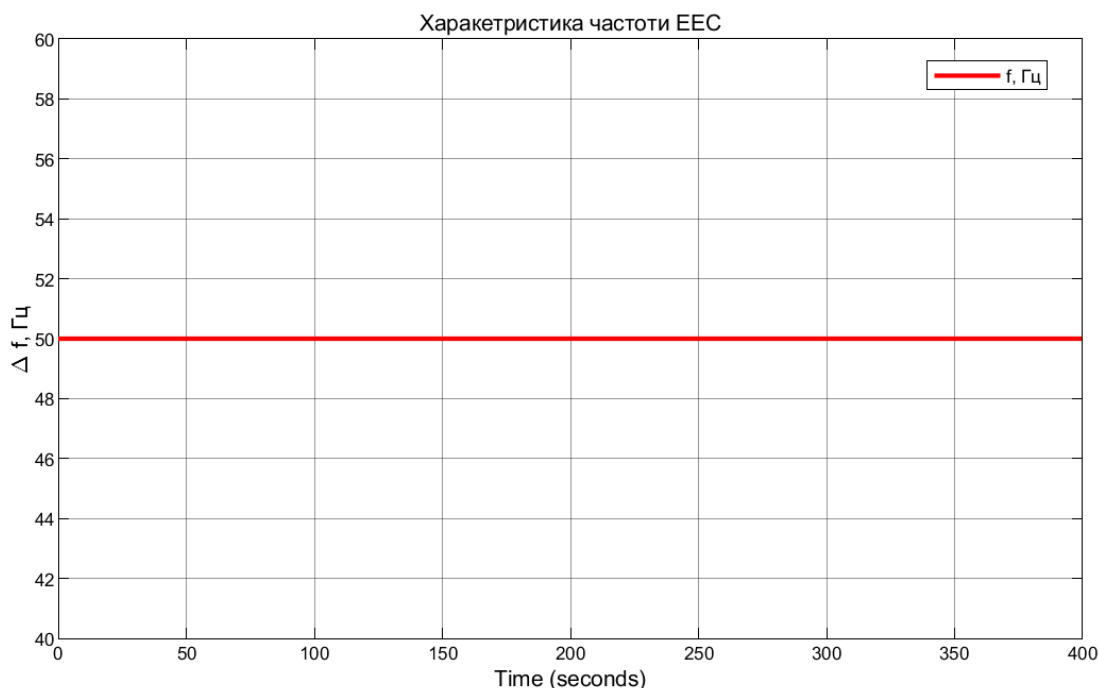


Рис. 4.2. Частотна характеристика ЕЕС в усталеному режимі роботи. Джерело: розроблено автором

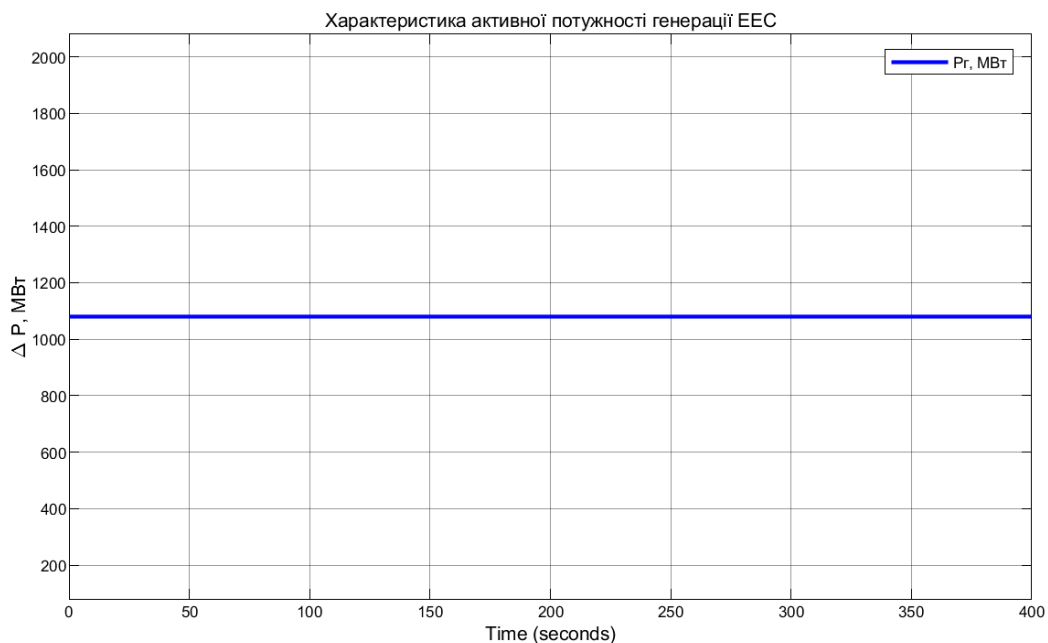


Рис. 4.3. Характеристика генеруючої активної потужності ЕЕС в усталеному режимі роботи. Джерело: розроблено автором

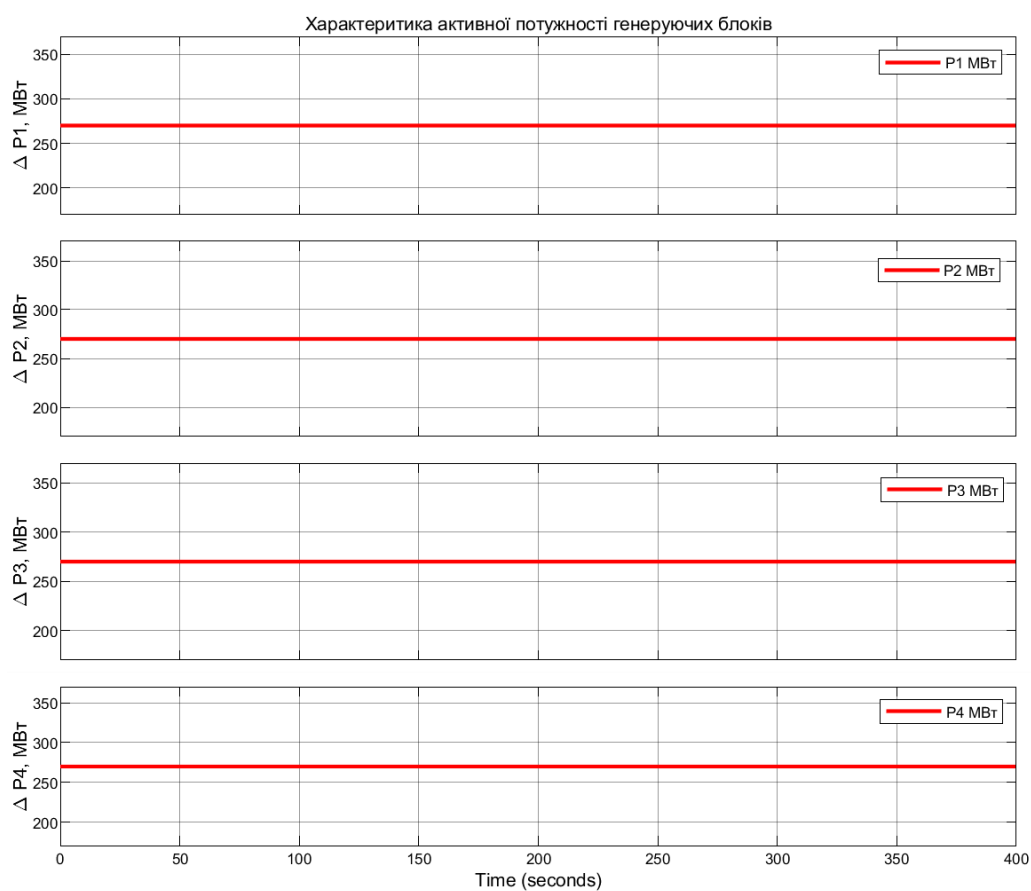


Рис. 4.4. Характеристика активної потужності генеруючих блоків Г1–Г4 в усталеному режимі роботи. Джерело: розроблено автором

Таблиця 4.1 – Таблична модель режиму роботи ЕЕС №1 на 150 с моделювання

Тип об'єкта	Генеруюча станція				ПС1				ЛЕП				ПС2				Споживач
ID об'єкта	Г1	Г2	Г3	Г4	Т1	Т2	Т3	Т4	Л1	Л2	Л3	Л4	Т5	Т6	Т7	Т8	С
Поточний стан	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім
Номінальна активна потужність ($P_{\text{ном}}$), МВт	300	300	300	300	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1071,914
Номінальна реактивна потужність ($Q_{\text{ном}}$), Мвар	225	225	225	225	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	389,053
Номінальна повна потужність ($S_{\text{ном}}$), МВА	375	375	375	375	400	400	400	400	–	–	–	–	630	630	630	630	1140,335
Фактична активна потужність ($P_{\text{факт}}$), МВт	270	270	270	270	270	270	270	270	269,2	269,2	269,2	269,2	268,5	268,5	268,5	268,5	1071,914
Фактична реактивна потужність ($Q_{\text{факт}}$), Мвар	87,25	87,25	87,25	87,25	87,25	87,25	87,25	87,25	63,5	63,5	63,5	51,9	38,5	38,5	38,5	38,5	389,053
Фактична повна потужність ($S_{\text{факт}}$), МВА	283,7 47	283,7 47	283,7 47	283,7 47	283,7 47	283,7 47	283,7 47	283,7 47	276,6	276,6	276,6	273,5	271,3	271,3	271,3	271,3	1140,335
Реактивна потужність ($Q_{\text{ККУ}}$)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	60	60	60	60	–
Номінальна напруга ($U_{\text{ном}}$), кВ	20	20	20	20	20/ 330	20/ 330	20/ 330	20/ 330	330	330	330	330	330/ 20	330/ 20	330/ 20	330/ 20	20
Фактична напруга ($U_{\text{факт}}$), кВ	20	20	20	20	20/32 1,632	20/32 1,632	20/32 1,632	20/32 1,632	317,7 92	317,7 92	317,7 92	317,7 92	317,7 /19,1	317,7 /19,1	317,7 /19,1	317,7 /19,1	19,069
Номінальна частота ($f_{\text{ном}}$), Гц	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Фактична частота ($f_{\text{факт}}$), Гц	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Розрахунковий струм, (I_p), кА	8,2	8,2	8,2	8,2	8,19/ 0,496	8,19/ 0,496	8,19/ 0,496	8,19/ 0,496	0,484	0,484	0,484	0,484	0,479 /7,89	0,479 /7,89	0,479 /7,89	0,479 /7,89	34,526
Втрати активної потужності (ΔP), МВт	–	–	–	–	0,773	0,773	0,773	0,773	0,7	0,7	0,7	0,7	0,59	0,59	0,59	0,59	8,086
Втрати реактивної потужності (ΔQ), Мвар	–	–	–	–	23,74	23,74	23,74	23,74	11,6	11,6	11,6	11,6	14,6	14,6	14,6	14,6	200
Відхилення частоти (Δf), Гц	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Відхилення напруги (ΔU), кВ	–	–	–	–	2,536	2,536	2,536	2,536	1,194	1,194	1,194	1,194	0,994	0,994	0,994	0,994	4,724
Довжина лінії, (L), км	–	–	–	–	–	–	–	–	50	50	50	50	–	–	–	–	–
Час експлуатації, років	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	–
Інтенсивність відмов (λ), год ⁻¹	2,28E –06	2,28E –06	2,28E –06	2,28E –06	1,71E –06	1,71E –06	1,71E –06	1,71E –06	2E– 06	2E– 06	2E– 06	2E– 06	1,71E –06	1,71E –06	1,71E –06	1,71E –06	–
Ймовірність безвідмовної роботи (R)	0,819	0,819	0,819	0,819	0,861	0,861	0,861	0,861	0,839	0,839	0,839	0,839	0,861	0,861	0,861	0,861	–

Розглянемо режим роботи ЕЕС №2. Система перебуває в усталеному режимі роботи. Генеруючі блоки Г1–Г4 працюють із активним навантаженням 270 МВт на напрузі 20 кВ кожний. На 150 секунді моделювання відбувається проєктне збурення, зумовлене раптовим збільшенням активного навантаження на 60 МВт. У момент збурення частота в ЕЕС знижується до значення 49,9 Гц, що призводить до небалансу активної потужності та частоти.

Так як в ЕЕС наявний резерв потужності, то завдяки структурно–параметричному алгоритму роботи виконується параметричне регулювання потужності. Генеруючі блоки Г1–Г4 виконують збільшення активної потужності на 15 МВт кожний в результаті дії РПЧ, обумовленої реакцією АРШ парових турбін.

Внаслідок дії РПЧ на 220–ій секунді моделювання встановлюється новий усталений режим роботи ЕЕС з відновленням частоти до номінального значення 50 Гц.

Розрахунок параметрів елементів для режиму роботи ЕЕС №2 на 150 с моделювання приводяться в таблиці 4.2.

Характеристика активної генеруючої потужності та частоти ЕЕС в результаті дії проєктного збурення на 150 секунді моделювання приводяться на рис. 4.5 – рис. 4.7 відповідно.

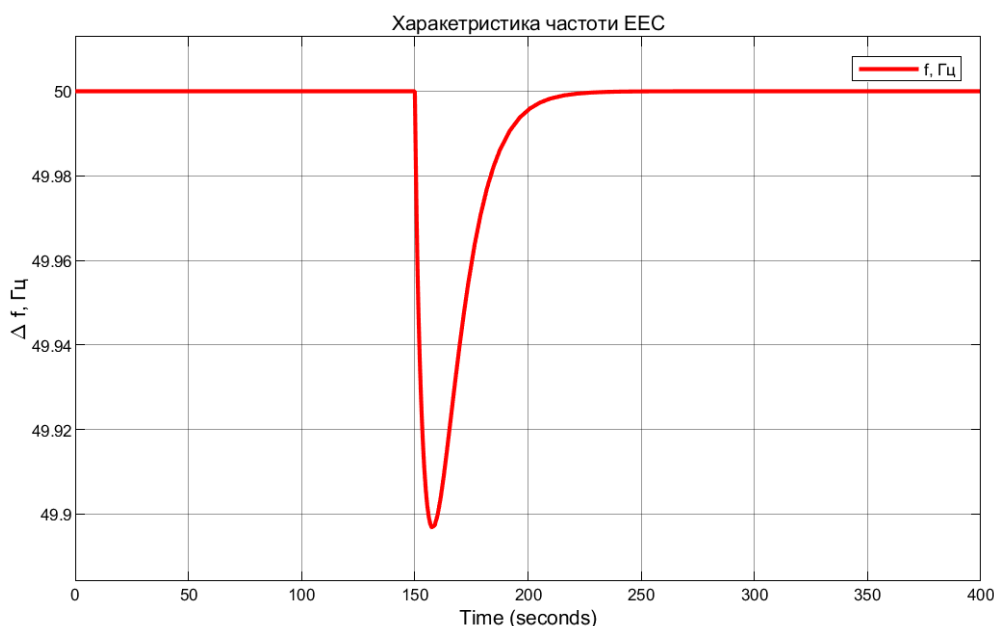


Рис. 4.5. Частотна характеристика ЕЕС при збуренні 60 МВт на 150 секунді моделювання. Джерело: розроблено автором

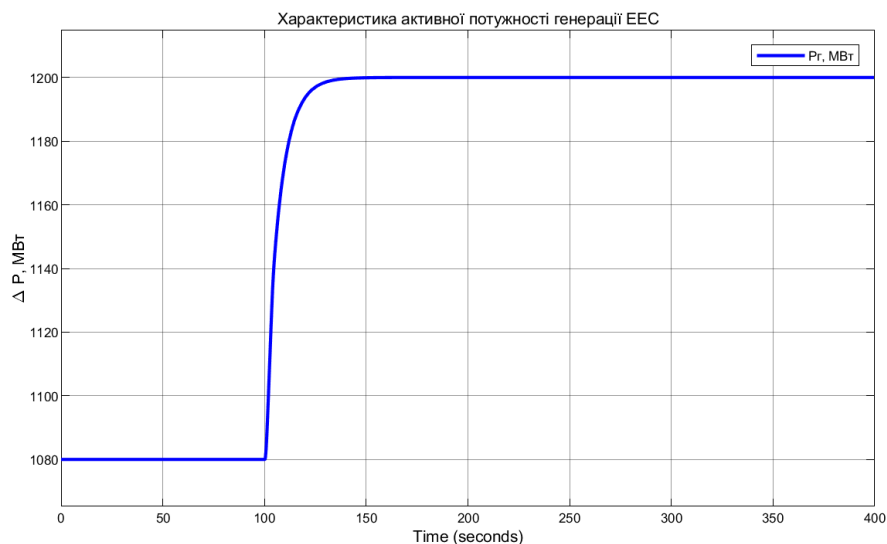


Рис. 4.6. Характеристика генеруючої активної потужності ЕЕС при збуренні 60 МВт на 150 секунді моделювання. Джерело: розроблено автором

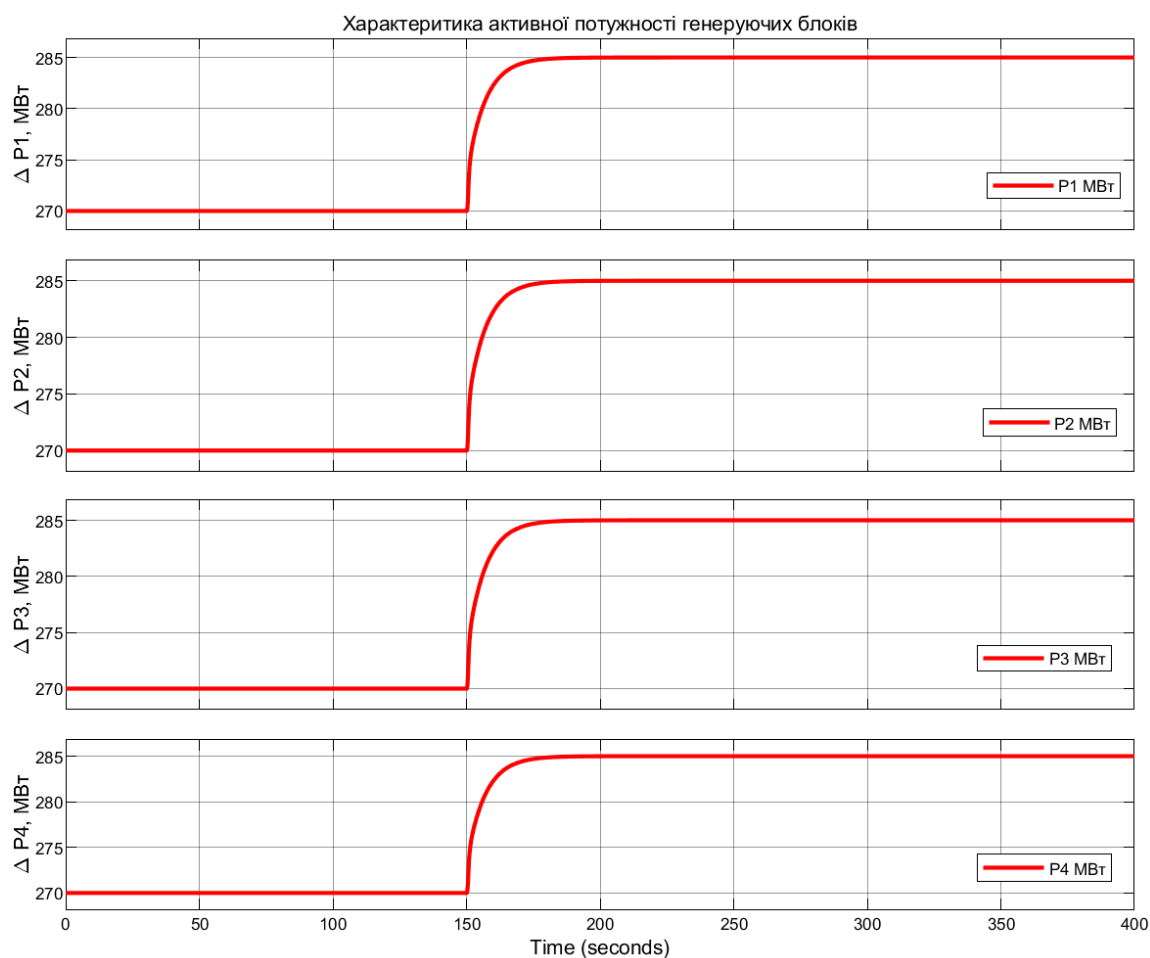


Рис. 4.7. Характеристика активної потужності генеруючих блоків Г1–Г4 при збуренні 60 МВт на 150 секунді моделювання. Джерело: розроблено автором

Таблиця 4.2 – Таблична модель режиму роботи ЕЕС №2 на 150 с моделювання

Тип об'єкта	Генеруюча станція				ПС1				ЛЕП				ПС2				Споживач
ID об'єкта	Г1	Г2	Г3	Г4	Т1	Т2	Т3	Т4	Л1	Л2	Л3	Л4	Т5	Т6	Т7	Т8	С
Поточний стан	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім
Номинальна активна потужність ($P_{\text{ном}}$), МВт	300	300	300	300	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1071,914
Номинальна реактивна потужність ($Q_{\text{ном}}$), Мвар	225	225	225	225	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	389,053
Номинальна повна потужність ($S_{\text{ном}}$), МВА	375	375	375	375	400	400	400	400	–	–	–	–	630	630	630	630	1140,335
Фактична активна потужність ($P_{\text{факт}}$), МВт	270	270	270	270	270	270	270	270	269,2	269,2	269,2	269,2	268,5	268,5	268,5	268,5	1131,914
Фактична реактивна потужність ($Q_{\text{факт}}$), Мвар	87,25	87,25	87,25	87,25	87,25	87,25	87,25	87,25	63,5	63,5	63,5	51,9	38,5	38,5	38,5	38,5	389,053
Фактична повна потужність ($S_{\text{факт}}$), МВА	283,7 47	283,7 47	283,7 47	283,7 47	283,7 47	283,7 47	283,7 47	283,7 47	276,6	276,6	276,6	273,5	271,3	271,3	271,3	271,3	1196,910
Реактивна потужність ($Q_{\text{ККУ}}$)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	60	60	60	60	–
Номинальна напруга ($U_{\text{ном}}$), кВ	20	20	20	20	20/ 330	20/ 330	20/ 330	20/ 330	330	330	330	330	330/ 20	330/ 20	330/ 20	330/ 20	20
Фактична напруга ($U_{\text{факт}}$), кВ	20	20	20	20	20/32 1,632	20/32 1,632	20/32 1,632	20/32 1,632	317,7 92	317,7 92	317,7 92	317,7 92	317,7 /19,1	317,7 /19,1	317,7 /19,1	317,7 /19,1	19,069
Номинальна частота ($f_{\text{ном}}$), Гц	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Фактична частота ($f_{\text{факт}}$), Гц	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9	49,9
Розрахунковий струм, (I_p), кА	8,2	8,2	8,2	8,2	8,19/ 0,496	8,19/ 0,496	8,19/ 0,496	8,19/ 0,496	0,484	0,484	0,484	0,484	0,479 /7,89	0,479 /7,89	0,479 /7,89	0,479 /7,89	36,239
Втрати активної потужності (ΔP), МВт	–	–	–	–	0,773	0,773	0,773	0,773	0,7	0,7	0,7	0,7	0,59	0,59	0,59	0,59	8,086
Втрати реактивної потужності (ΔQ), Мвар	–	–	–	–	23,74	23,74	23,74	23,74	11,6	11,6	11,6	11,6	14,6	14,6	14,6	14,6	200
Відхилення частоти (Δf), Гц	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Відхилення напруги (ΔU), кВ	–	–	–	–	2,536	2,536	2,536	2,536	1,194	1,194	1,194	1,194	0,994	0,994	0,994	0,994	4,724
Довжина лінії, (L), км	–	–	–	–	–	–	–	–	50	50	50	50	–	–	–	–	–
Час експлуатації, років	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	–
Інтенсивність відмов (λ), год ⁻¹	2,28E –06	2,28E –06	2,28E –06	2,28E –06	1,71E –06	1,71E –06	1,71E –06	1,71E –06	2E– 06	2E– 06	2E– 06	2E– 06	1,71E –06	1,71E –06	1,71E –06	1,71E –06	–
Ймовірність безвідмовної роботи (R)	0,819	0,819	0,819	0,819	0,861	0,861	0,861	0,861	0,839	0,839	0,839	0,839	0,861	0,861	0,861	0,861	–

Розглянемо режим роботи ЕЕС № 3. Система перебуває в усталеному режимі роботи. Генеруючі блоки Г1 – Г4 працюють із навантаженням 300 МВт на напрузі 20 кВ кожний. На 150 секунді моделювання виникає проєктне збурення, зумовлене втратою лінії Л2 по якій передавалась активна потужність від генеруючого блоку Г2. В момент проєктного збурення, через раптовий зупин передачі активної потужності, частота в ЕЕС стрімко знижується до значення 49,37 Гц, що призводить до небалансу активної потужності та частоти.

Система структурно–параметричного управління виконує пошук нової топології системи для відновлення балансу потужності та частоти ЕЕС. На 160 секунді моделювання виконується передача активної потужності від генеруючих блоків Г1 та Г2 по лінії Л1. Завдяки перерозподілу активної потужності на 210 секунді моделювання встановлюється новий усталений режим роботи ЕЕС з відновленням частоти до номінального значення 50 Гц.

Розрахунок параметрів елементів для режиму роботи ЕЕС №3 на 150 с моделювання наведено в таблиці 4.3.

Характеристика активної потужності та частоти ЕЕС в результаті дії проєктного збурення наведено на рис. 4.8 – рис. 4.10.

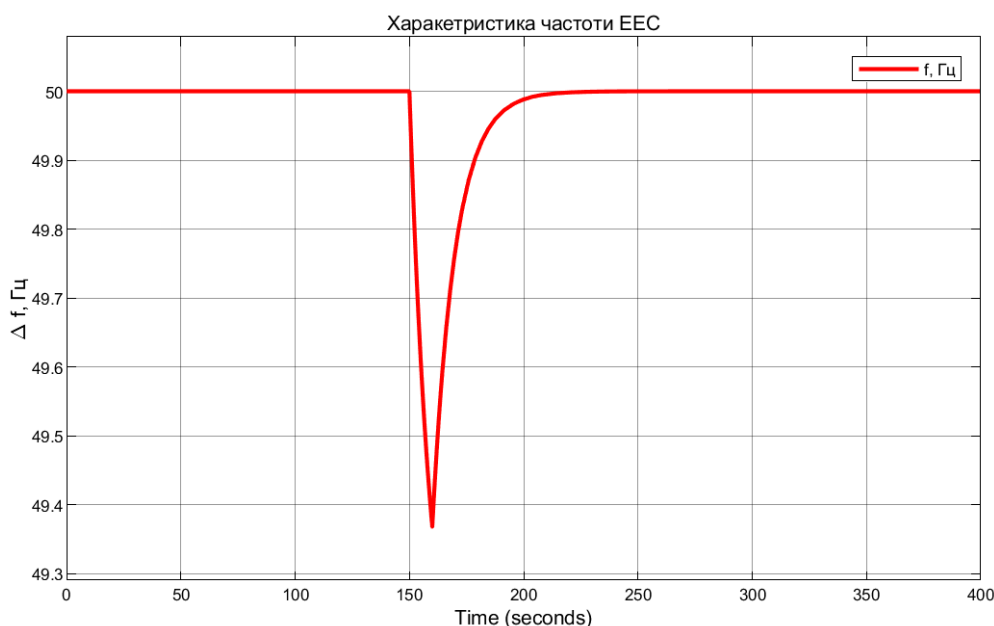


Рис. 4.8. Частотна характеристика ЕЕС при відключенні лінії Л2 на 150 секунді моделювання. Джерело: розроблено автором

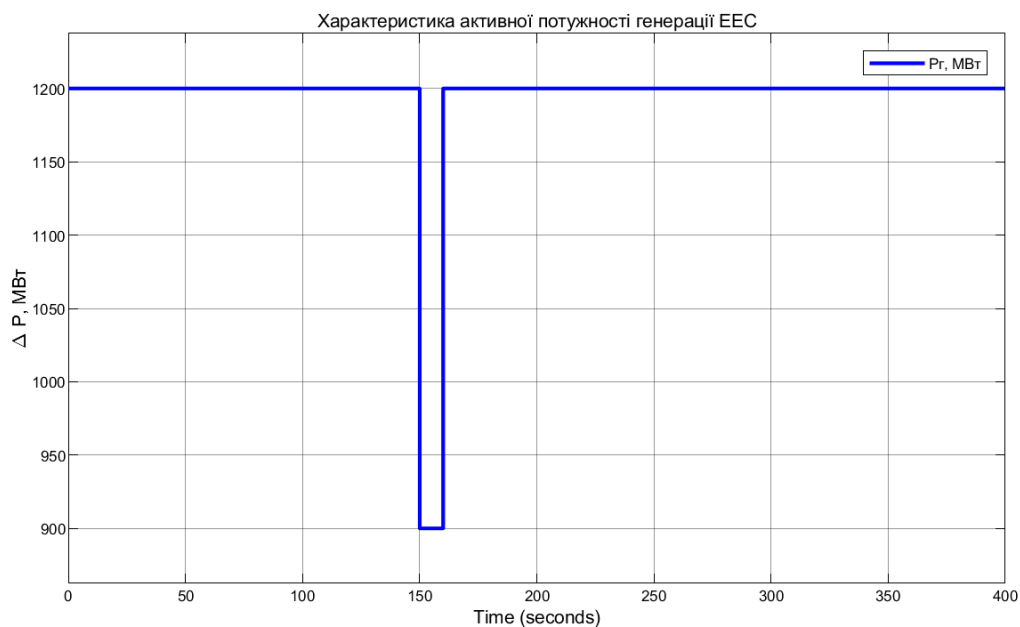


Рис. 4.9. Характеристика генеруючої активної потужності ЕЕС при відключенні лінії Л2 на 150 секунд моделювання. Джерело: розроблено автором

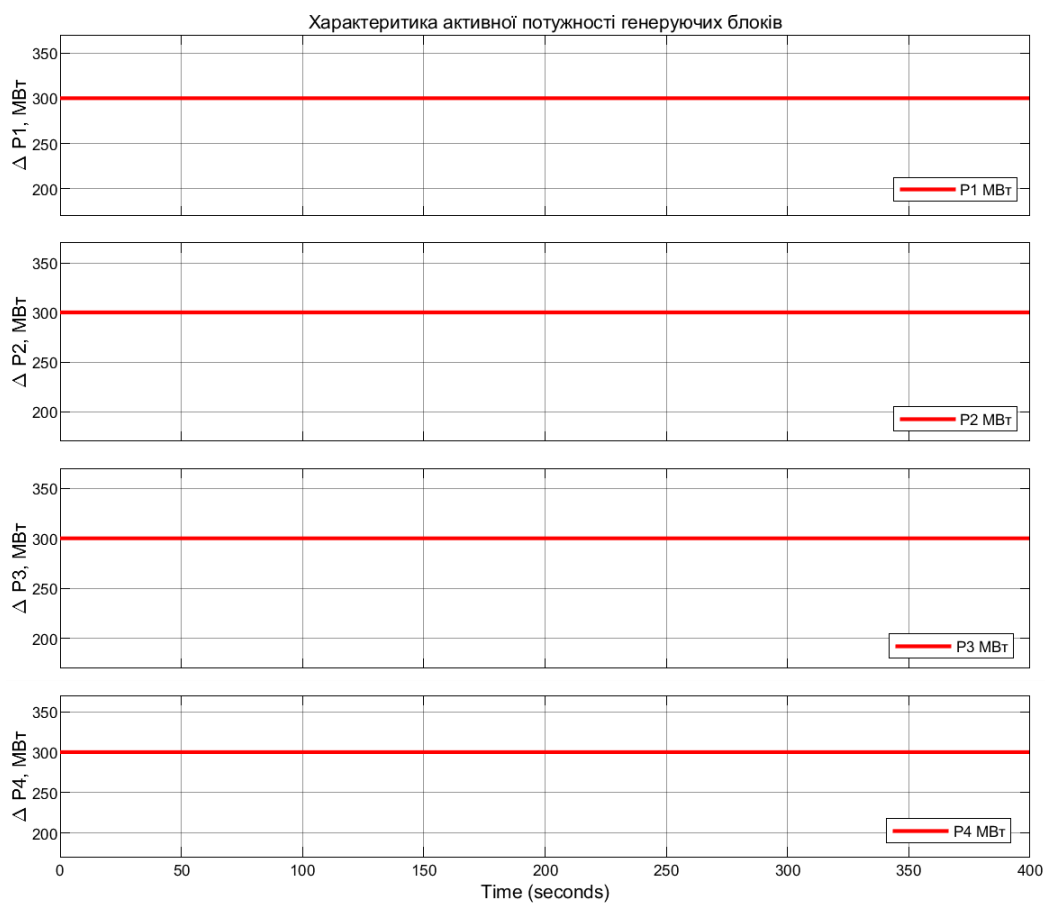


Рис. 4.10. Характеристика активної потужності генеруючих блоків Г1 – Г4 при відключенні лінії Л2 на 150 секунд моделювання. Джерело: розроблено автором

Таблиця 4.3 – Таблична модель режиму роботи ЕЕС №3 на 150 с моделювання

Тип об'єкта	Генеруюча станція				ПС1				ЛЕП				ПС2				Споживач
ID об'єкта	Г1	Г2	Г3	Г4	T1	T2	T3	T4	Л1	Л2	Л3	Л4	T5	T6	T7	T8	С
Поточний стан	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Вимк	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім
Номінальна активна потужність ($P_{\text{ном}}$), МВт	300	300	300	300	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1193,050
Номінальна реактивна потужність ($Q_{\text{ном}}$), Мвар	225	225	225	225	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	433,019
Номінальна повна потужність ($S_{\text{ном}}$), МВА	375	375	375	375	400	400	400	400	–	–	–	–	630	–	630	630	1269,203
Фактична активна потужність ($P_{\text{факт}}$), МВт	300	300	300	300	300	–	300	300	299,1	–	299,1	299,1	298,3	–	298,3	298,3	893,050
Фактична реактивна потужність ($Q_{\text{факт}}$), Мвар	93,65	93,65	93,65	93,65	93,65	–	93,65	93,65	64,88	–	64,88	64,88	50,69	–	50,69	50,69	324,134
Фактична повна потужність ($S_{\text{факт}}$), МВА	314,2 77	314,2 77	314,2 77	314,2 77	314,2 77	–	314,2 77	314,2 77	306,0 92	–	306,0 92	306,0 92	302,6	–	302,6	302,6	950,054
Реактивна потужність ($Q_{\text{ККУ}}$)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	60	60	60	60	–
Номінальна напруга ($U_{\text{ном}}$), кВ	20	20	20	20	20/ 330	20/ 330	20/ 330	20/ 330	330	–	330	330	330/ 20	–	330/ 20	330/ 20	20
Фактична напруга ($U_{\text{факт}}$), кВ	20	20	20	20	20/ 321	–	20/ 321	20/ 321	317	–	317	317	317/ 19	–	317/ 19	317/ 19	19
Номінальна частота ($f_{\text{ном}}$), Гц	50	50	50	50	50	50	50	50	50	–	50	50	50	–	50	50	50
Фактична частота ($f_{\text{факт}}$), Гц	49,37	49,37	49,37	49,37	49,37	–	49,37	49,37	49,37	–	49,37	49,37	49,37	–	49,37	49,37	49,37
Розрахунковий струм, (I_p), кА	9,1	9,1	9,1	9,1	9,07/ 0,55	–	9,07/ 0,55	9,07/ 0,55	0,536	–	0,536	0,536	0,529 /8,73	–	0,529 /8,73	0,529 /8,73	28,869
Втрати активної потужності (ΔP), МВт	–	–	–	–	0,865	–	0,865	0,865	0,807	–	0,807	0,807	0,645	–	0,645	0,645	6,95
Втрати реактивної потужності (ΔQ), Мвар	–	–	–	–	28,76	–	28,76	28,76	14,19	–	14,19	14,19	17,58	–	17,58	17,58	181,638
Відхилення частоти (Δf), Гц	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Відхилення напруги (ΔU), кВ	–	–	–	–	2,72	–	2,72	2,72	1,24	–	1,24	1,24	0,983	–	0,983	0,983	4,95
Довжина лінії, (L), км	–	–	–	–	–	–	–	–	50	50	50	50	–	–	–	–	–
Час експлуатації, років	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	–
Інтенсивність відмов (λ), год ⁻¹	2,3E-06	2,3E-06	2,3E-06	2,3E-06	1,7E-06	1,7E-06	1,7E-06	1,7E-06	2E-06	2E-06	2,0E-06	2,0E-06	1,7E-06	1,7E-06	1,7E-06	1,7E-06	–
Ймовірність безвідмовної роботи (R)	0,819	0,819	0,819	0,819	0,861	0,861	0,861	0,861	0,839	0,839	0,839	0,839	0,861	0,861	0,861	0,861	–

4.3 Результати моделювання структурно–параметричного автоматизованого управління балансом потужності та частоти електроенергетичної системи в результаті дії позапроектного збурення

Розглянемо режим роботи ЕЕС № 4. Система перебуває в усталеному режимі роботи. Генеруючі блоки Г1 – Г3 працюють з активним навантаженням 300 МВт кожний. Генеруючий блок Г4 знаходиться в гарячому резерві.

На 150 с моделювання виникає позапроектне збурення, внаслідок якого активна потужність навантаження раптово збільшується на 150 МВт. Це призводить до дефіциту активної потужності і як наслідок зниження частоти ЕЕС до 49,68 Гц.

Для відновлення балансу активної потужності та частоти ЕЕС виконується пошук нової топології ЕЕС в результаті дії структурно–параметричного управління. Така стратегія керування забезпечує підключення до мережі гарячого резерву на 160 секунді моделювання у вигляді генеруючого блоку Г4, який компенсує небаланс потужності. На 220 секунді моделювання встановлюється новий усталений режим роботи ЕЕС з відновленням частоти до номінального значення 50 Гц.

Розрахунок параметрів елементів для режиму роботи ЕЕС №4 на 150 секунді моделювання приводяться в таблиці 4.4.

Характеристика потужності та частоти ЕЕС в результаті дії позапроектного збурення приводяться на рис. 4.11 – рис. 4.13 відповідно.

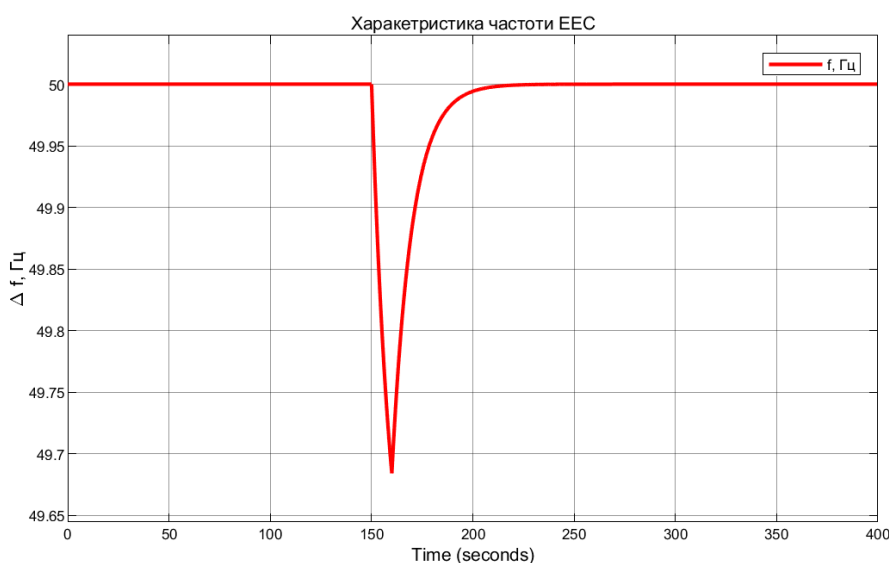


Рис. 4.11. Частотна характеристика ЕЕС при позапроектному збуренні 150 МВт на 150 секунді моделювання. Джерело: розроблено автором

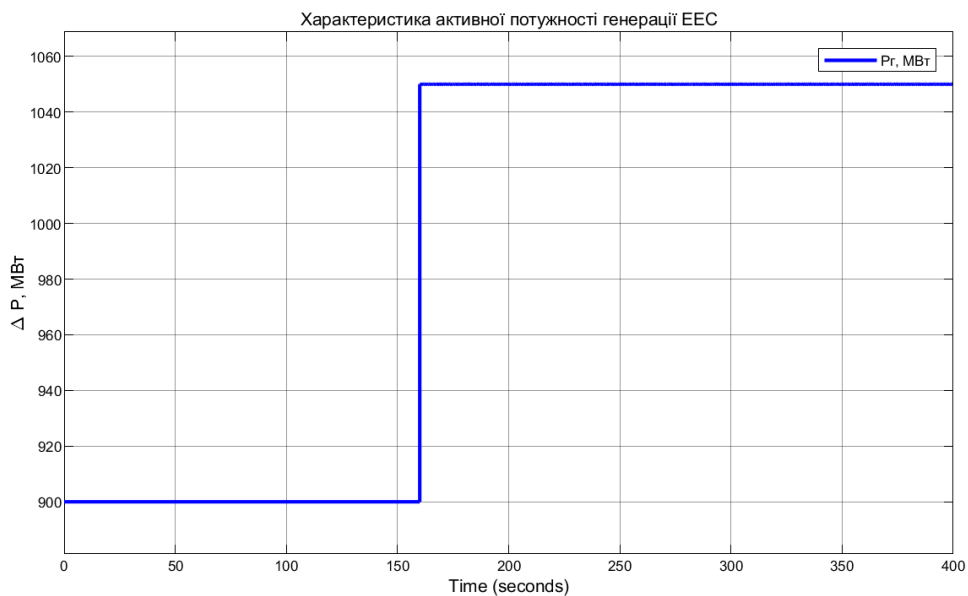


Рис. 4.12. Характеристика генеруючої активної потужності ЕЕС при позапроектному збуренні 150 МВт на 150 секунді моделювання. Джерело: розроблено автором

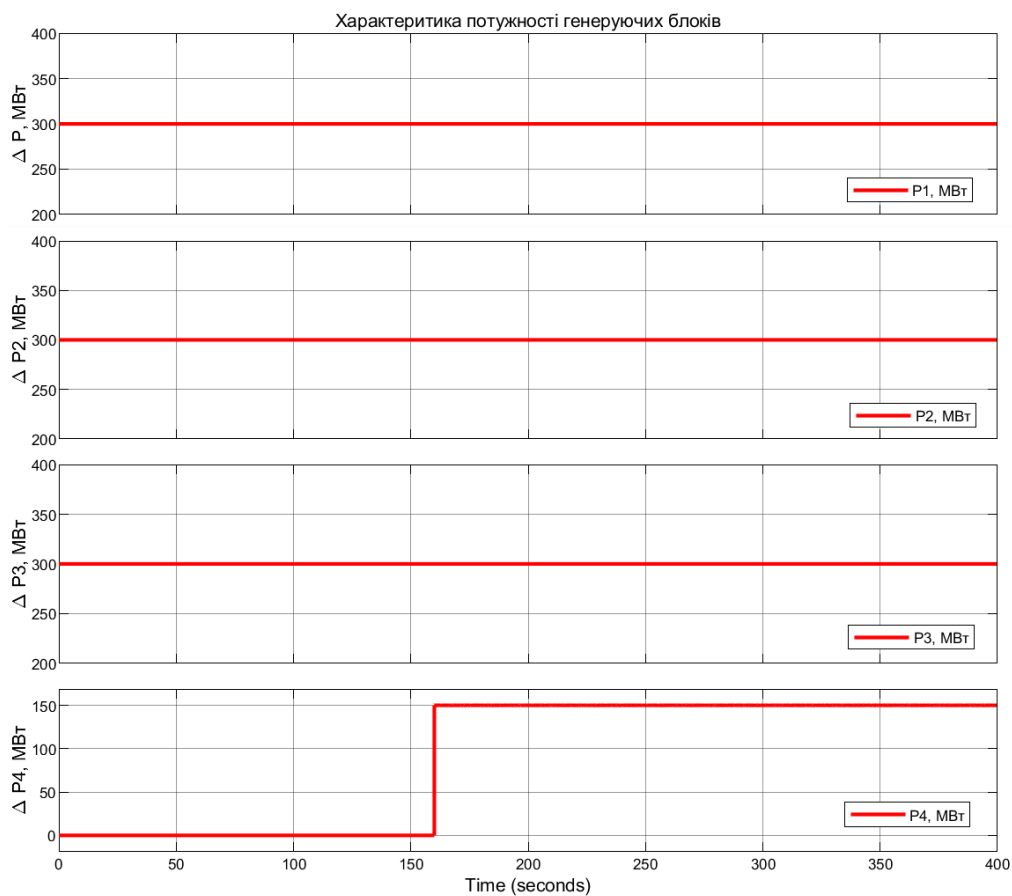


Рис. 4.13. Характеристика активної потужності генеруючих блоків Г1–Г4 при введенні резерву Г4 на 160 секунді моделювання. Джерело: розроблено автором

Таблиця 4.4 – Таблична модель режиму роботи ЕЕС №4 на 150 с моделювання

Тип об'єкта	Генеруюча станція				ПС1				ЛЕП				ПС2				Споживач
ID об'єкта	Г1	Г2	Г3	Г4	Т1	Т2	Т3	Т4	Л1	Л2	Л3	Л4	Т5	Т6	Т7	Т8	С
Поточний стан	Увім	Увім	Увім	Вимк	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Вимк	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім	Увім
Номинальна активна потужність ($P_{\text{ном}}$), МВт	300	300	300	300	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	892,924
Номинальна реактивна потужність ($Q_{\text{ном}}$), Мвар	225	225	225	225	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	324,088
Номинальна повна потужність ($S_{\text{ном}}$), МВА	375	375	375	375	400	400	400	400	–	–	–	–	630	630	630	630	949,919
Фактична активна потужність ($P_{\text{факт}}$), МВт	300	300	300	–	300	300	300	–	299,1	299,1	299,1	–	298,3	298,3	298,3	–	1042,924
Фактична реактивна потужність ($Q_{\text{факт}}$), Мвар	110,15	110,15	110,15	–	110,15	110,15	110,15	–	80,46	80,46	80,46	–	65,9	65,9	65,9	–	378,531
Фактична повна потужність ($S_{\text{факт}}$), МВА	306,8	306,8	306,8	–	319,583	319,583	319,583	–	309,7	309,7	309,7	–	305,5	305,5	305,5	–	1109,494
Реактивна потужність ($Q_{\text{ККУ}}$)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	60	60	60	–	–
Номинальна напруга ($U_{\text{ном}}$), кВ	20	20	20	–	20/330	20/330	20/330	–	330	330	330	–	314,7/18,8	314,7/18,8	314,7/18,8	–	20
Фактична напруга ($U_{\text{факт}}$), кВ	20	20	20	–	20/319,5	20/319,5	20/319,5	–	314,7	314,7	314,7	–	–	–	–	–	18,84
Номинальна частота ($f_{\text{ном}}$), Гц	50	50	50	–	50	50	50	–	50	50	50	–	50	50	50	–	50
Фактична частота ($f_{\text{факт}}$), Гц	49,68	49,68	49,68	–	49,68	49,68	49,68	–	49,68	49,68	49,68	–	49,68	49,68	49,68	–	49,68
Розрахунковий струм, (I_p), кА	9,2	9,2	9,2	–	9,2/0,56	9,2/0,56	9,2/0,56	–	0,542	0,542	0,542	–	0,534/8,82	0,534/8,82	0,534/8,82	–	32,02
Втрати активної потужності (ΔP), МВт	–	–	–	–	0,882	0,882	0,882	–	0,8	0,8	0,8	–	0,65	0,65	0,65	–	–
Втрати реактивної потужності (ΔQ), Мвар	–	–	–	–	29,68	29,68	29,68	–	14,53	14,53	14,53	–	17,9	17,9	17,9	–	–
Відхилення частоти (Δf), Гц	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Відхилення напруги (ΔU), кВ	–	–	–	–	3,18	3,18	3,18	–	1,47	1,47	1,47	–	1,25	1,25	1,25	–	5,906
Довжина лінії, (L), км	–	–	–	–	–	–	–	–	50	50	50	50	–	–	–	–	–
Час експлуатації, років	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	–
Інтенсивність відмов (λ), год ⁻¹	2,22E–06	2,22E–06	2,28E–06	2,3E–06	1,17E–06	1,71E–06	1,17E–06	1,7E–06	2E–06	2E–06	2E–06	2E–06	1,17E–06	1,17E–06	1,17E–06	1,17E–06	–
Ймовірність безвідмовної роботи (R)	0,819	0,819	0,819	0,819	0,861	0,861	0,861	0,861	0,839	0,839	0,839	0,839	0,861	0,861	0,861	0,861	–

4.4 Метод оцінки ефективності поставки електричної енергії за узагальненим критерієм згортки

4.4.1 Метод оцінки ефективності поставки електричної енергії

Для оцінки ефективності поставки ЕЕ використовується узагальнений критерій ефективності, який формується за методом згортки частинних критеріїв [7, 10-12], а саме:

- частинний критерій об'єму поставки ЕЕ (C_{Π});
- частинний критерій якості поставки ЕЕ (C_f);
- частинний критерій ефективності поставки ЕЕ ($C_{\text{еф}}$).

Критерія об'єму поставки ЕЕ розраховується за формулою

$$C_{\Pi} = \frac{V_{\text{с.е}}}{V_{\text{п.е}}}, \quad (4.1)$$

де $V_{\text{с.е}}$ – необхідний об'єм ЕЕ для споживання, МВт·год;

$V_{\text{п.е}}$ – об'єм ЕЕ, що постачається, МВт·год.

Критерій якості поставки ЕЕ визначається як

$$C_f = \frac{f_{\Phi}}{f_{\text{н}}}, \quad (4.2)$$

де f_{Φ} – об'єм фактичного значення частоти, Гц·год;

$f_{\text{ном}}$ – об'єм номінального значення частоти, Гц·год.

Критерій ефективності поставки та споживання ЕЕ

$$C_{e.\phi} = \frac{V_{c.e}}{V_{п.e} + V_{\phi} + (V_{\phi} \cdot C)}, \quad (4.3)$$

де V_{ϕ} – об'єм ЕЕ, який береться в борг у разі нестачі ЕЕ або продається у разі надлишкової генерації за принципом банківської системи, МВт·год; C – відсоток, який вводиться за користування ЕЕ.

Формування узагальненого критерію ефективності поставки ЕЕ виконується на основі згортки з відстанню до ідеальної точки за нормою L_2 [94-96].

Даний метод згортки є одним із базових підходів до вирішення задач багатокритеріальної оптимізації, який не потребує додаткової інформації щодо важливості та пріоритетності окремих критеріїв. Ідея методу полягає в припущенні існування фіктивної точки, в евклідовому просторі, в якій кожен критерій набуває свого екстремуму [97–100]. Оскільки ідеальний стан системи у більшості випадків є недосяжним, то розв'язання даного типу задач зводиться до пошуку такого рішення, яке найменш віддалене від ідеальної точки з множини припустимих рішень.

Згортка частинних критеріїв з відстанню до ідеальної точки за нормою L_2

$$C_r = \sqrt{\sum_{i=1}^n (C_i - C_{iд.i})^2}, i = \overline{1, n}, \quad (4.4)$$

де C_i – значення i -го частинного критерію; $C_{iд.i}$ – значення i -го частинного критерію в ідеальній точці в n – вимірному просторі, в якій значення частинних критеріїв досягають мінімуму;

Частинні критерії для оцінки ефективності поставки ЕЕ було прийнято рівнозначними. За ідеальну точку приймається значення 1.

Оскільки згортка частинних критеріїв відображає відстань до ідеальної, фіктивної точки, що була прийнята рівною 1, то найкращому значенню згортки відповідає мінімальне значення, що рівне 0.

Так як значення згортки частинних критеріїв $C_r \rightarrow 0$, що не відповідає визначенню цільової ефективності системи, виникає необхідність в максимізації узагальненого критерію. Пропонується узагальнений критерій ефективності поставки ЕЕ визначити за наступною формулою

$$C_{r.ef} = 1 - C_r. \quad (4.5)$$

4.4.2 Оцінка ефективності поставки електричної енергії за узагальненим критерієм згортки для режимів роботи №1 – №4

Оцінка ефективності поставки ЕЕ для режиму роботи №1.

Об'єм ЕЕ, що постачається ($V_{п.е}$, МВт·год) знаходиться, як площа фігури, що описується точками А, В С, D, згідно з рис. 4.14 і становить $V_{п.е} = 21,0$ МВт·год.

Об'єм ЕЕ, що споживається ($V_{с.е}$, МВт·год) розраховується, площа фігури за точками А, В, С, D, згідно з рис. 4.15 і становить $V_{с.е} = 21,0$ МВт·год.

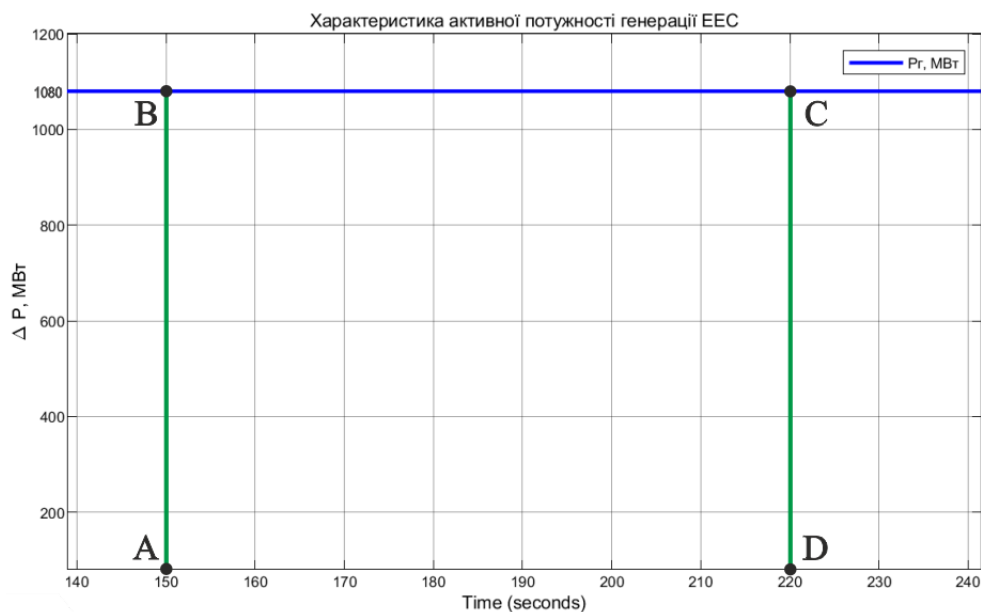


Рис. 4.14. Об'єм поставки активної потужності ЕЕС в режимі роботи №1 на інтервалі моделювання 150 – 220 секунд. Джерело: розроблено автором

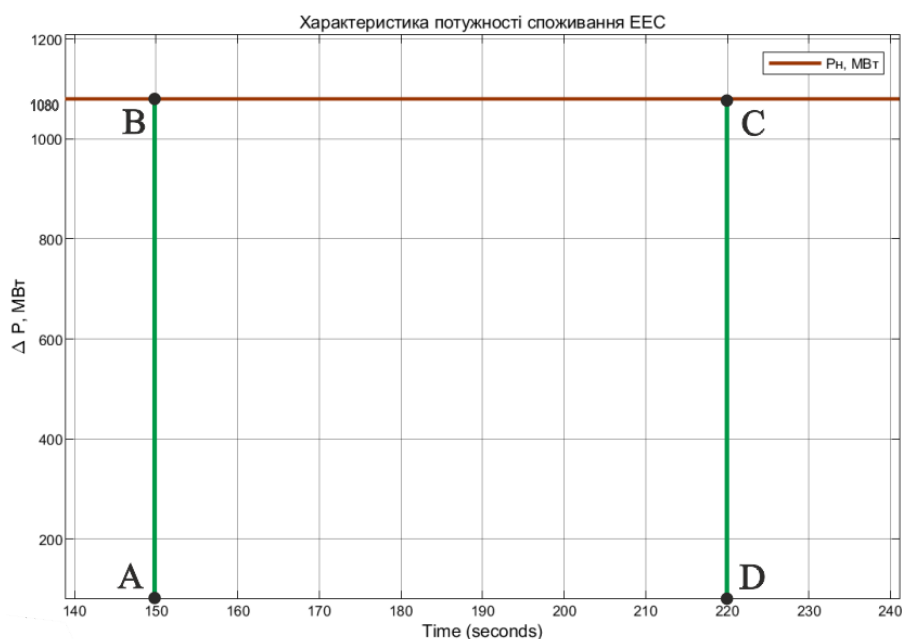


Рис. 4.15. Об'єм споживання активної потужності ЕЕС в режимі роботи №1 на інтервалі моделювання 150 – 220 секунди. Джерело: розроблено автором

Об'єм якості фактичної та необхідної поставки ЕЕ (f_{ϕ} , Гц·год, f_n , Гц·год) знаходиться, як площа фігури, що описується точками А, В, С, D згідно з рис. 4.16 і становить $f_{\phi} = 0,9722$ Гц·год.

Об'єм якості фактичної та необхідний поставки ЕЕ приводяться на рис. 4.16.

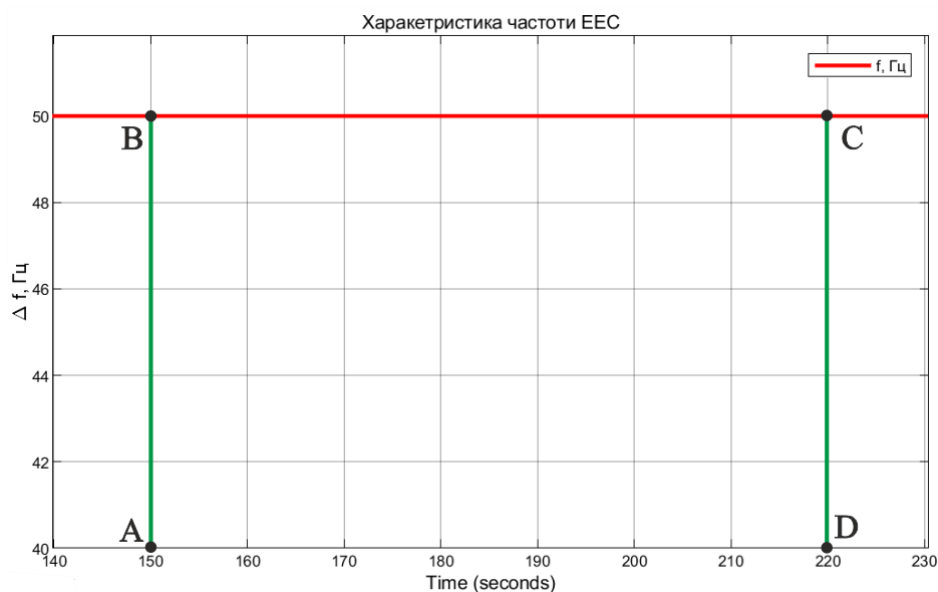


Рис. 4.16. Об'єм якості фактичної та необхідний поставки ЕЕ в режимі роботи №1 на інтервалі моделювання 150 – 220 секунди. Джерело: розроблено автором

Оцінка ефективності поставки ЕЕ для режиму роботи №2.

Об'єм ЕЕ, що постачається ($V_{п.е}$, МВт·год) знаходиться, як площа фігури, що описується точками А, В С, D, згідно з рис. 4.17 і становить $V_{п.е} = 22,074$ МВт·год.

Об'єм ЕЕ, що споживається ($V_{с.е}$, МВт·год) розраховується, як площа фігури за точками А, В, С, D, згідно з рис. 4.18 і становить $V_{с.е} = 22,167$ МВт·год.

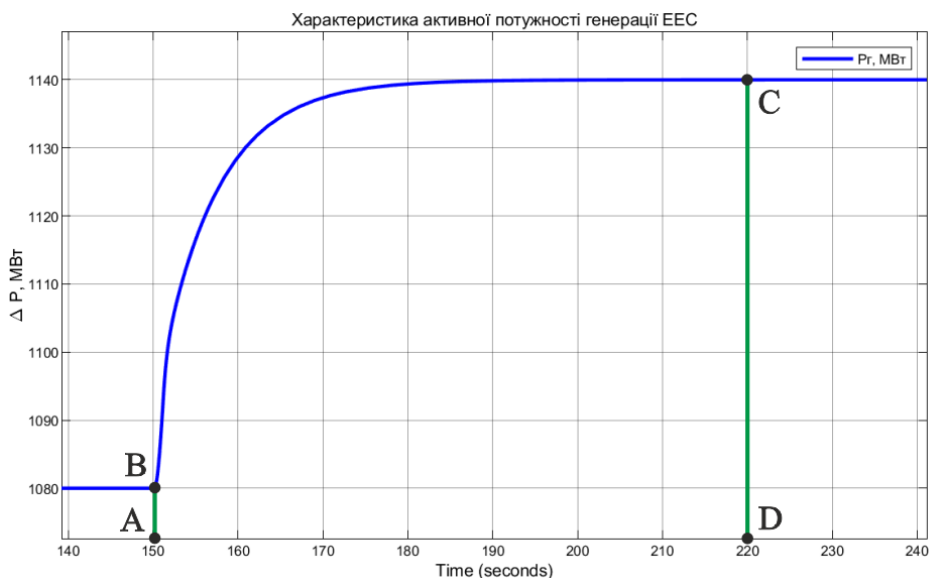


Рис. 4.17. Об'єм поставки активної генеруючої потужності ЕЕС в режимі роботи №2 на інтервалі моделювання 150 – 220 секунд. Джерело: розроблено автором

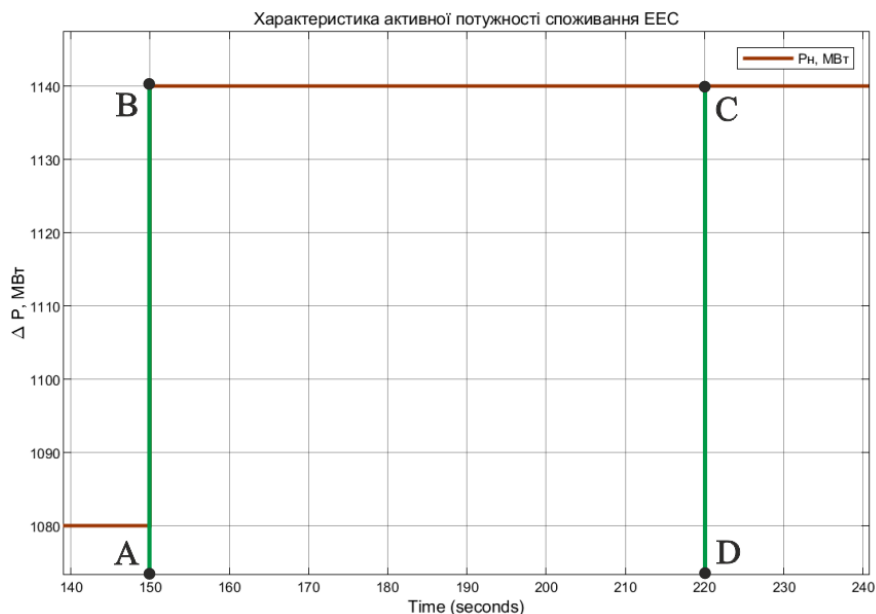


Рис. 4.18. Об'єм споживання активної потужності ЕЕС в режимі роботи №2 на інтервалі моделювання 150 – 220 секунд. Джерело: розроблено автором

Об'єм якості фактичної поставки ЕЕ та необхідний об'єм якості ЕЕ приводяться на рис. 4.19

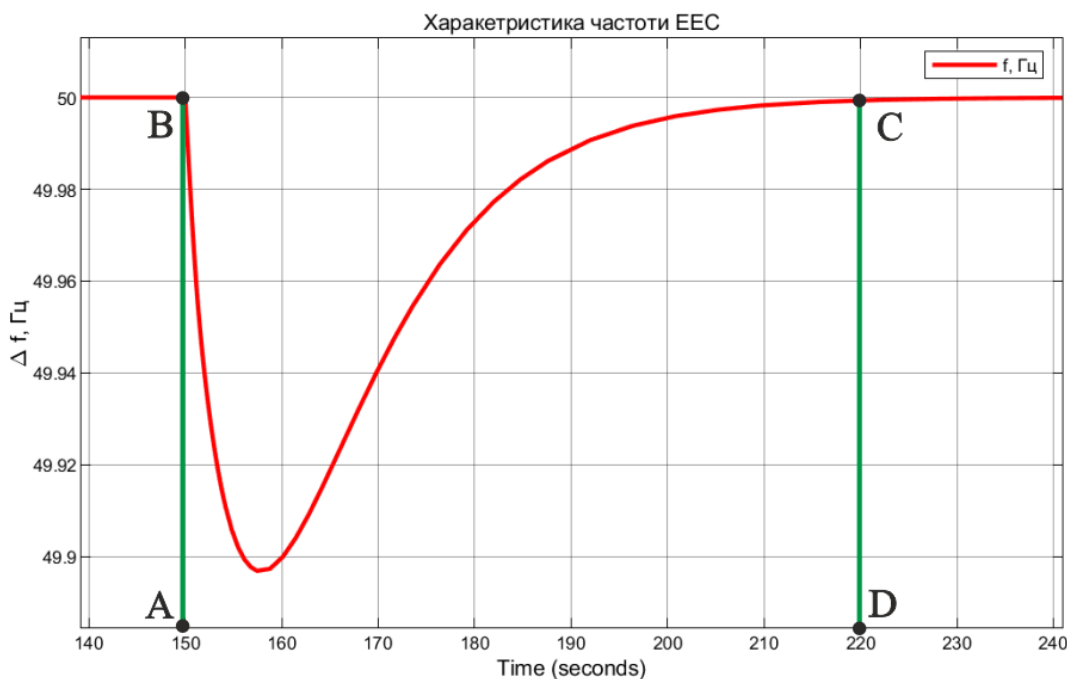


Рис. 4.19. Об'єм фактичної якості поставки ЕЕ в режимі роботи №2 на інтервалі моделювання 150 – 220 секунд. Джерело: розроблено автором

Об'єм необхідного значення частоти (f_n , Гц·год) розраховується, як площа фігури за точками A, B, C, D згідно з рис. 4.16 і становить $f_n = 0,9722$ Гц·год.

Об'єм фактичного значення частоти (f_f , Гц·год) знаходиться, як площа фігури, що описується точками A, B, C, D згідно з рис. 4.19 і становить $f_f = 0,9716$ Гц·год.

Оцінка ефективності поставки ЕЕ для режиму роботи №3.

Об'єм ЕЕ, що постачається ($V_{п.е}$, МВт·год) знаходиться, як площа фігури, що описується точками A, B, C, D, згідно з рис. 4.20 і становить $V_{п.е} = 22,500$ МВт·год.

Об'єм ЕЕ, що споживається ($V_{с.е}$, МВт·год) розраховується, як площа фігури за точками A, B, C, D, згідно з рис. 4.21 і становить $V_{с.е} = 23,333$ МВт·год.

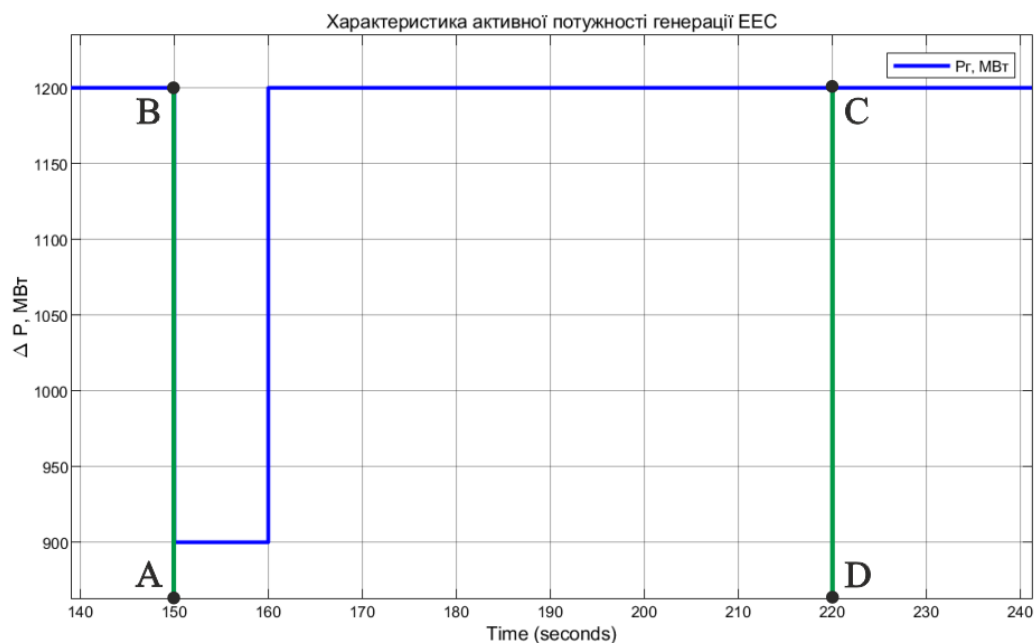


Рис. 4.20. Об'єм поставки активної потужності ЕЕС в режимі роботи №3 на інтервалі моделювання 150 – 220 секунд. Джерело: розроблено автором

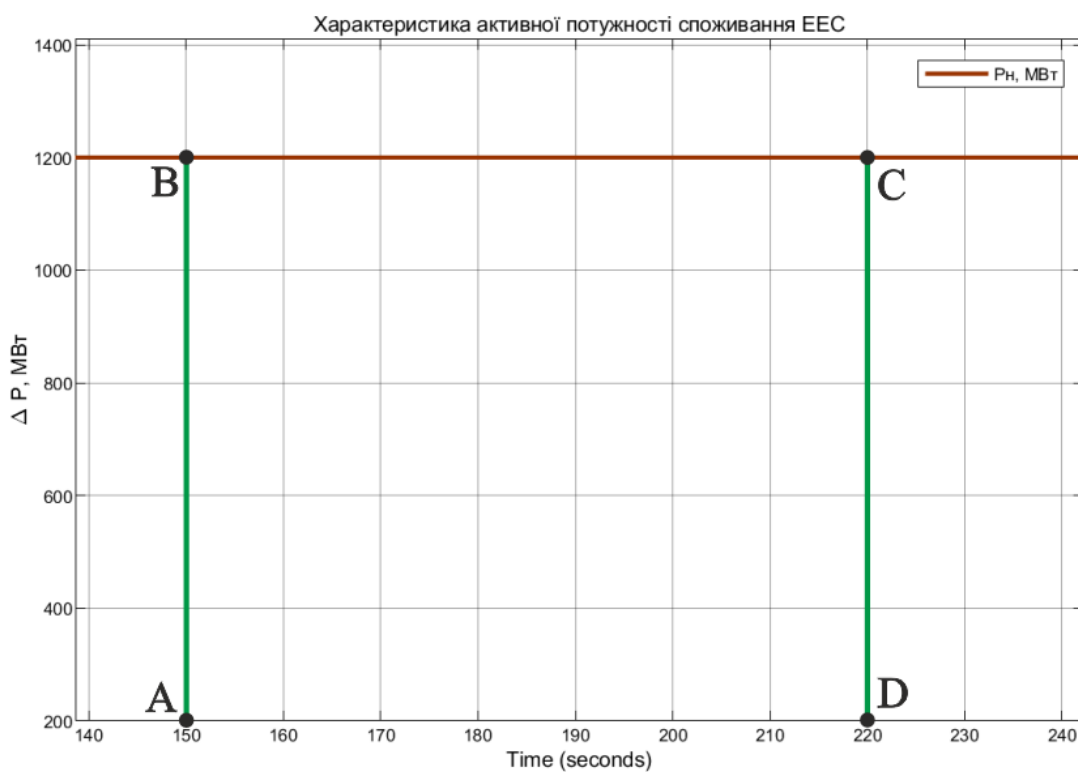


Рис. 4.21. Об'єм споживання активної потужності ЕЕС в режимі роботи №3 на інтервалі моделювання 150 – 220 секунд. Джерело: розроблено автором

Об'єм якості фактичної поставки ЕЕ та необхідний об'єм якості ЕЕ приводяться на рис. 4.22

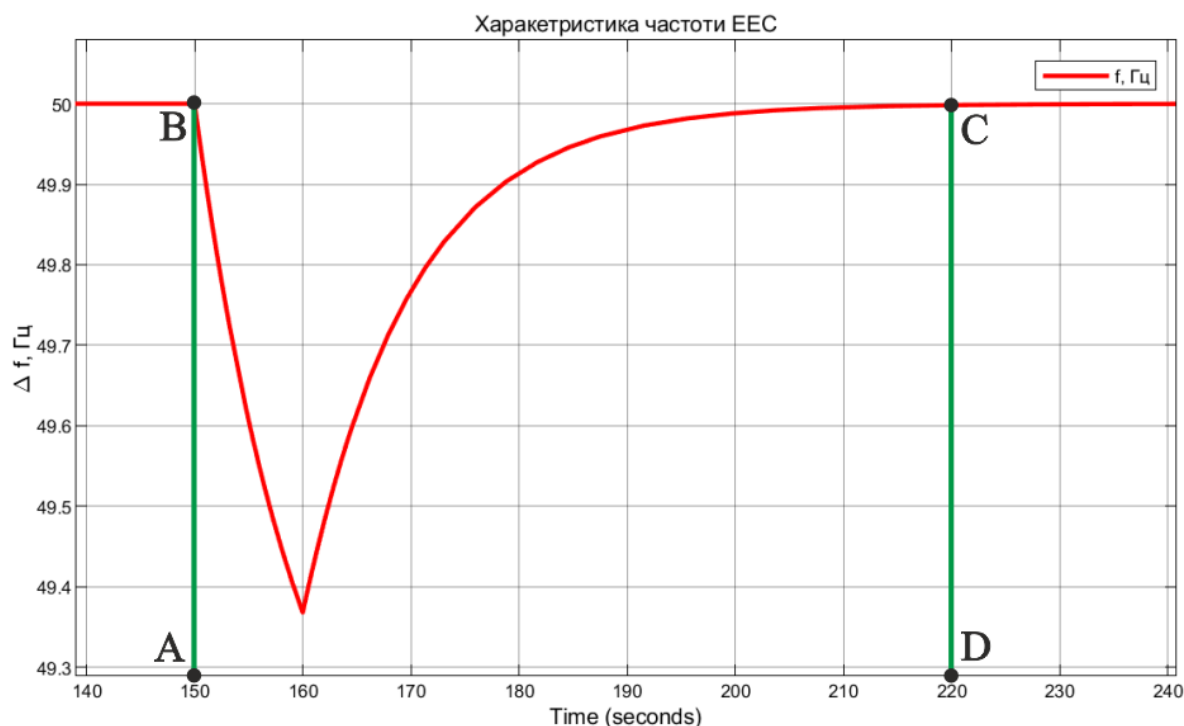


Рис. 4.22. Об'єм фактичної якості поставки ЕЕ в режимі роботи №3 на інтервалі моделювання 150 – 220 секунд. Джерело: розроблено автором

Об'єм необхідного значення частоти (f_n , Гц·год) розраховується, як площа фігури за точками А, В, С, D згідно з рис. 4.16 і становить $f_n = 0,9722$ Гц·год.

Об'єм фактичного значення частоти (f_f , Гц·год) знаходиться, як площа фігури, що описується точками А, В, С, D згідно з рис. 4.22 і становить $f_f = 0,9694$ Гц·год.

Оцінка ефективності поставки ЕЕ для режиму роботи №4

Об'єм ЕЕ, що постачається ($V_{п.е}$, МВт·год) знаходиться, як площа фігури, що описується точками А, В, С, D, згідно з рис. 4.23 і становить $V_{п.е} = 20,0$ МВт·год.

Об'єм ЕЕ, що споживається ($V_{с.е}$, МВт·год) розраховується, як площа фігури за точками А, В, С, D, згідно з рис. 4.24 і становить $V_{с.е} = 20,417$ МВт·год.

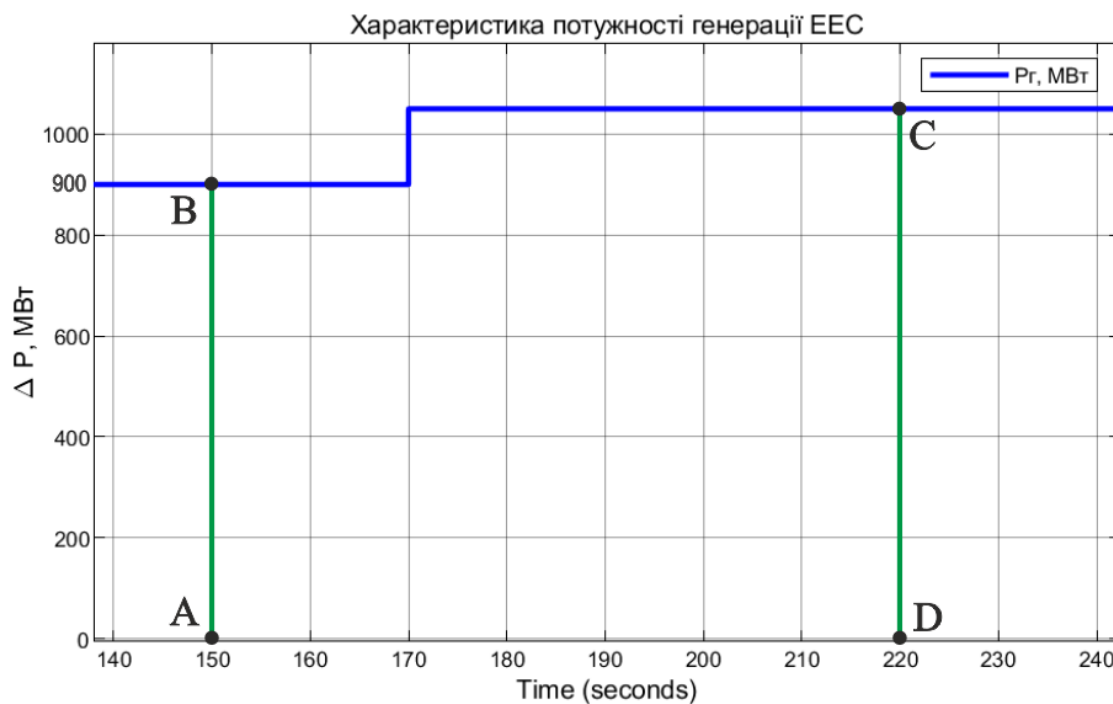


Рис. 4.23. Об'єм поставки активної потужності ЕЕС в режимі роботи №4 на інтервалі моделювання 150 – 220 секунд. Джерело: розроблено автором

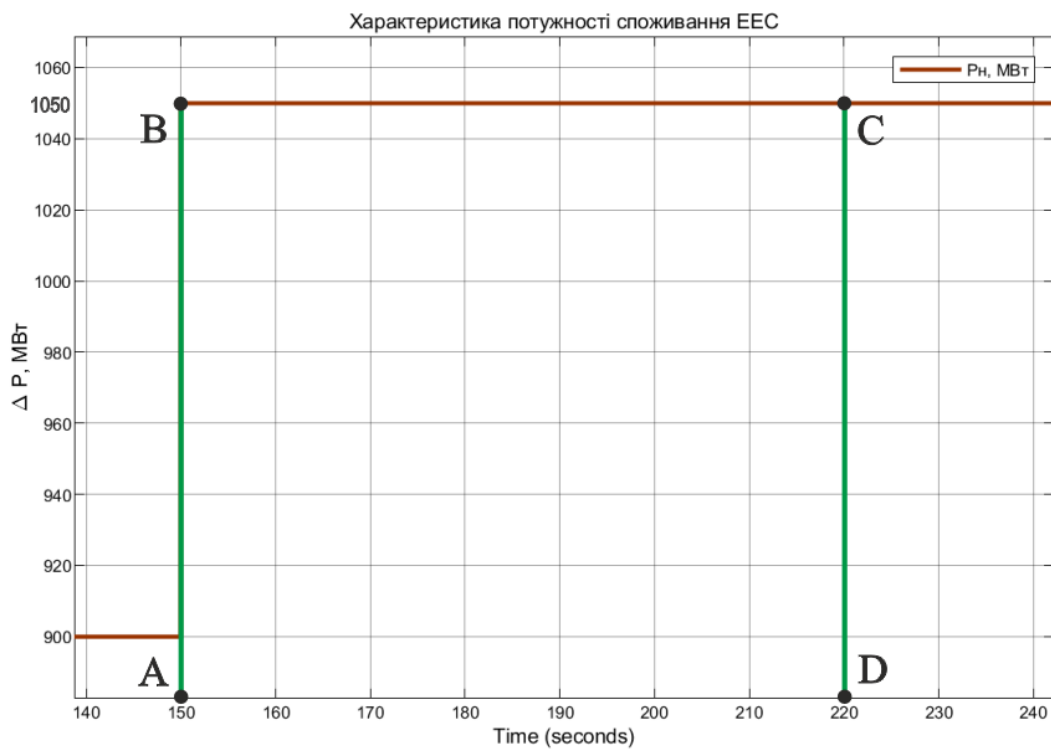


Рис. 4.24. Об'єм споживання активної потужності ЕЕС в режимі роботи №4 на інтервалі моделювання 150 – 220 секунд. Джерело: розроблено автором

Об'єм якості фактичної поставки ЕЕ та необхідний об'єм якості ЕЕ приводяться на рис. 4.25

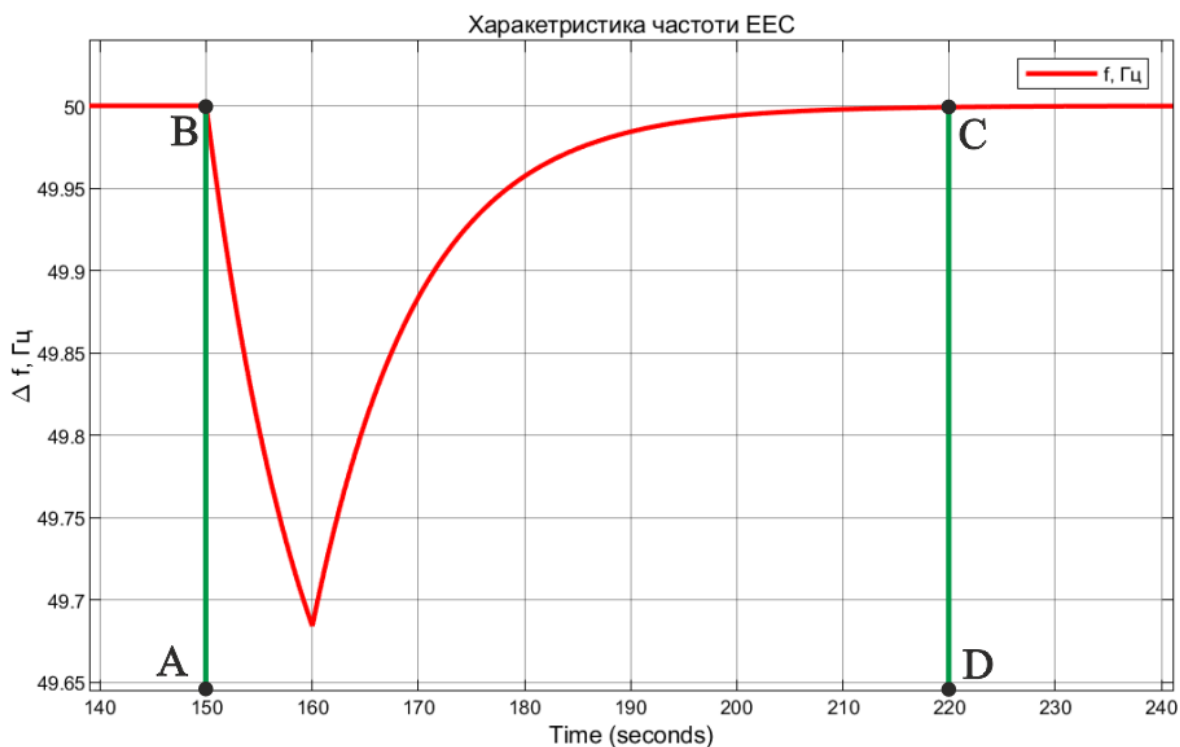


Рис. 4.25. Об'єм якості поставки активної потужності в ЕЕС в режимі роботи №4 на інтервалі моделювання 150 – 220 секунді. Джерело: розроблено автором

Об'єм необхідного значення частоти (f_n , Гц·год) розраховується, як площа фігури за точками А, В, С, D згідно з рис. 4.16 і становить $f_n = 0,9722$ Гц·год.

Об'єм фактичного значення частоти (f_ϕ , Гц·год) знаходиться, як площа фігури, що описується точками А, В, С, D згідно з рис. 4.25 і становить $f_\phi = 0,9708$ Гц·год.

4.4.3 Результати оцінки ефективності поставки ЕЕ за узагальненим критерієм згортки для режимів роботи №1 – №4

Результат розрахунків ефективності поставки ЕЕ для режимів роботи №1 – №4 приводяться в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Результати розрахунків ефективності поставки ЕЕ для режимів роботи ЕЕС №1 – №4

Розрахункові значення	Режим роботи			
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4
$V_{п.е}, \text{МВт} \cdot \text{год}$	21,0	22,074	22,5	20,0
$V_{с.е}, \text{МВт} \cdot \text{год}$	21,0	22,167	23,333	20,417
$f_n, \text{Гц} \cdot \text{год}$	0,9722	0,9722	0,9722	0,9722
$f_\phi, \text{Гц} \cdot \text{год}$	0,9722	0,9716	0,9694	0,9708
$V_\phi, \text{МВт} \cdot \text{год}$	0	0	0	0
C_Π	1,0	1,004	1,037	1,021
C_f	1,0	0,999	0,997	0,999
$C_{еф}$	1,0	1,004	1,037	1,021
C_r	0	0,009	0,077	0,043
$C_{r.еф}$	1,0	0,991	0,923	0,957

Режим роботи № 1 є ідеальним випадком об'єму поставки та об'єму споживання ЕЕ без дії збурень в ЕЕС, так як $V_{п.е} = V_{с.е} = 21,0 \text{ МВт} \cdot \text{год}$, звідси частинний критерій поставки ЕЕ становить $C_\Pi = 1$, це свідчить про баланс потужності генерації та споживання. Частинний критерій якості поставки ЕЕ становить $C_f = 1$, тобто відхилення частоти в мережі відсутнє, частота становить 50 Гц. Частинний критерій ефективності поставки $C_{еф} = 1$, вказує на те, що поставка та споживання ЕЕ є максимально ефективною.

Отже, узагальнений критерій ефективності поставки ЕЕ $C_{r.еф} = 1$, що є ідеальним значенням та режимом роботи ЕЕС.

Режим роботи № 2 відображає режим роботи № 1 але з урахуванням виникнення збурення у розмірі 60 МВт на 150 секунді моделювання. Об'єм поставки ЕЕ $V_{п.е} = 22,074 \text{ МВт} \cdot \text{год}$ не відповідає об'єму споживання ЕЕ $V_{с.е} = 22,167 \text{ МВт} \cdot \text{год}$, виникає дефіцити об'єму поставки ЕЕ у розмірі 0,093 МВт·год, при цьому значення частинного критерій поставки ЕЕ становить $C_\Pi = 1,004$. Наявний дефіцит об'єму поставки ЕЕ впливає на об'єм фактичної частоти в ЕЕС і становить $f_\phi = 0,9716$. Об'єм необхідного значення частоти становить $f_n = 0,9722$ і відповідає номінальному значенню частоти мережі 50 Гц. Частинний критерій якості поставки ЕЕ становить $C_f = 0,999$, що обумовлюється відхиленням частоти до 49,9 Гц. Частинний критерій ефективності поставки $C_{еф} = 1,004$.

Отже, узагальнений критерій ефективності поставки ЕЕ $C_{r.эф} = 0,991$, обумовлений дефіцитом об'єму поставки на розрахунковому інтервалі часу 150 – 220 секунд.

Завдяки наявному резерву активної потужності у розмірі 60 МВт відбувається автоматизоване параметричне регулювання потужності генеруючими блоками Г1–Г4 в результаті дії РПЧ. На 220 секунд моделювання забезпечується новий усталений режим роботи ЕЕС в якому виконуються умови балансу активної потужності та частоти.

Режим роботи № 3. В нормальному режимі роботи чотири генеруючі блоки Г1 – Г4 генерують активну потужність 300 МВт кожний. На 150 секунд моделюється проєктне збурення в результаті якого відмовляє лінія Л2 та втрачається передача активної потужності у розмірі 300 МВт від генеруючого блоку Г2. Автоматизований структурно–параметричний алгоритм управління ЕЕС виконує пошук найкращої топології системи для можливості передачі втраченої активної генеруючої потужності 300 МВт від генеруючого блоку Г2. Таким рішенням є передача генеруючої активної потужності 300 МВт від блоку Г2 по лінії Л1. На 160 секунд моделювання виконується зміна структури ЕЕС в результаті дії комутаційних апаратів, внаслідок якої відбувається сумісна передача згенерованої активної потужності від генеруючого блоку Г1 та Г2 по лінії Л1.

Об'єм поставки ЕЕ $V_{п.е} = 22,5$ МВт·год не відповідає об'єму споживання ЕЕ $V_{с.е} = 23,333$ МВт·год, виникає дефіцит об'єму поставки ЕЕ у розмірі 0,833 МВт·год, при цьому значення частинного критерій поставки ЕЕ становить $C_{п} = 1,037$. Наявний дефіцит об'єму поставки ЕЕ впливає на об'єм фактичної частоти в ЕЕС і становить $f_{ф} = 0,9694$. Об'єм необхідного значення частоти становить $f_{н} = 0,9722$ і відповідає номінальному значенню частоти мережі 50 Гц. Частинний критерій якості поставки ЕЕ становить $C_f = 0,997$, що обумовлюється відхиленням частоти до 49,37 Гц. Частинний критерій ефективності поставки $C_{эф} = 1,037$.

Отже, узагальнений критерій ефективності поставки ЕЕ $C_{r.эф} = 0,923$, обумовлений дефіцитом об'єму поставки на розрахунковому інтервалі часу 150 – 220 секунд.

Завдяки зміні структури ЕЕС, що обумовлюється передачею генеруючої активної потужності від генеруючого блоку Г2 по лінії Л1 сумісно з генеруючим блоком Г1 на 210 секунд моделювання забезпечується новий усталений режим роботи ЕЕС в якому виконуються умови балансу активної потужності та частоти.

Режим роботи № 4. В нормальному режимі роботи три генеруючі блоки Г1, Г2, Г3 генерують активну потужністю 300 МВт кожний. Генеруючий блок Г4 знаходиться в гарячому резерві. На 150 секунд виникає позапроектне збурення у розмірі 150 МВт. Об'єм поставки ЕЕ $V_{п.е} = 20,0$ МВт·год не відповідає об'єму споживання ЕЕ $V_{с.е} = 20,417$ МВт·год, виникає дефіцит об'єму поставки ЕЕ у розмірі 0,417 МВт·год, при цьому значення частинного критерій поставки ЕЕ становить $C_{п} = 1,021$. Наявний дефіцит об'єму поставки ЕЕ впливає на об'єм фактичної частоти в ЕЕС і становить $f_{ф} = 0,971$. Об'єм необхідного значення частоти становить $f_{н} = 0,9722$ і відповідає номінальному значенню частоти мережі 50 Гц. Частинний критерій якості поставки ЕЕ становить $C_f = 0,999$, що обумовлюється відхиленням частоти до 49,68 Гц. Частинний критерій ефективності поставки $C_{еф} = 1,021$.

Отже, узагальнений критерій ефективності поставки ЕЕ $C_{r.еф} = 0,957$, обумовлений дефіцитом об'єму поставки на розрахунковому інтервалі часу 150 – 220 секунд.

Завдяки наявному гарячому резерву активної потужності у розмірі 150 МВт відбувається структурно-параметричне регулювання активної потужності генеруючим блоком Г4. На 220 секунд моделювання забезпечується новий усталений режим роботи ЕЕС в якому виконуються умови балансу активної потужності та частоти.

ВИСНОВКИ

Дисертаційна робота містить отримані автором нові науково обґрунтовані результати, що дозволили розробити методи та моделі для підвищення ефективності функціонування електроенергетичної системи за умов дії проєктних та позапроєктних збурень шляхом розроблення комплексної імітаційної та динамічної моделей, а також удосконалення методу автоматизованого структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти.

1. У першому розділі проведено аналіз існуючих методів регулювання потужності та частоти в ЕЕС за умов дії проєктних та позапроєктних збурень. Встановлено, що існуючі методи регулювання потужності та частоти виконуються шляхом застосування методів первинного регулювання за статичною характеристикою, вторинного регулювання за астатичною характеристикою, третинного регулювання, за умови наявного резерву потужності. У разі дії збурень та відсутності резерву потужності для утримання частоти ЕЕС, застосовується АЧР, яке поетапно вимикає навантаження системи. Такий спосіб регулювання потужності та частоти є примусовим заходом, економічно неефективним і спрямованим суто на утримання зниження частоти ЕЕС.

Встановлено, що структурне управління топологією ЕЕС в результаті дії позапроєктного збурення, виконується оперативними командами диспетчера, що збільшує час реакції системи та усунення наявного дефіциту потужності, як результат відсутності автоматизованого алгоритму управління структурою ЕЕС.

Отже, за відсутності резерву, параметричне регулювання потужності неможливе, а структурне управління ЕЕС не має автоматизованої системи керування топологією ЕЕС, що призводить до роботи АЧР.

В даній роботі пропонується удосконалення автоматизованого структурно-параметричного методу управління балансом потужності та частоти в ЕЕС, що дозволить зменшити час реакції системи на дію проєктних та позапроєктних збурень та забезпечить вибір найкращого рішення, щодо параметричного регулювання або зміни структури ЕЕС. Запропонований підхід формує стратегію керування балансом

потужності та частоти в залежності від величини збурення, стану елементів системи та наявності резерву активної потужності.

2. У другому розділі розроблено комплексну імітаційну модель ЕЕС. Запропонована імітаційна модель сформована завдяки синтезу: структурної, об'єктно-орієнтованої, математичної, стохастичної та табличної моделей.

Комплексна імітаційна модель ЕЕС забезпечує формалізацію структури системи, параметрів її елементів та зміну їх станів з урахуванням дії проєктних та позапроєктних збурень. Об'єктно-орієнтована модель формалізує елементи системи, зв'язки між ними та описує моделі станів кожного з елементів ЕЕС. Стохастична модель враховує ймовірнісний характер відмов елементів системи, що забезпечує подальший аналіз надійності енергетичного обладнання та енергосистеми. Таблична модель відображає параметри елементів системи та їх стани. Структурна модель інтегрує всі перелічені види моделей і забезпечує синтез системи комплексного опису енергосистеми, що дає змогу відстежувати зміну параметрів, станів елементів та показники їх надійності.

На основі отриманої інформації з комплексної імітаційної моделі ЕЕС забезпечується подальша робота автоматизованого структурно-параметричного алгоритму роботи системи, що описується в розділі 3.

3. У третьому розділі удосконалено метод структурно-параметричного автоматизованого управління балансом потужності та частоти ЕЕС в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень.

Запропонований метод виконує пошук найкращого рішення щодо регулювання потужності та частоти або зміни структури ЕЕС. Пошук найкращого рішення виконується шляхом безперервного аналізу параметрів елементів ЕЕС та перебору можливих варіантів топології системи, які відображаються в табличній моделі.

Розроблено динамічну модель управління балансом потужності та частоти ЕЕС в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень, яка включає наступні елементи системи: генеруючу станцію, ЛЕП, трансформаторну підстанцію та споживача. Математичне моделювання ЕЕС виконано шляхом поєднання фізико-математичних

моделей її елементів, що забезпечило можливість дослідження реакції ЕЕС на вплив проєктних та позапроєктних збурень.

4. У четвертому розділі вперше запропоновано метод оцінки ефективності поставки ЕЕ в ЕЕС на основі частинних критеріїв об'єму, якості та ефективності поставки, що формують узагальнений критерій ефективності у вигляді згортки частинних критеріїв за методом ідеальної точки. Запропонований метод враховує можливість купівлі ЕЕ у енергопередавальної компанії у разі її нестачі та продажу у разі її надлишку за банківською системою з урахуванням відсотка.

Виконано імітаційне моделювання автоматизованого структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти ЕЕС в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень в середовищі MATLAB Simulink (ліцензійний номер 13709940). В процесі моделювання було розглянуто чотири режими роботи ЕЕС для перевірки автоматизованого структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти системи. Режим роботи №1 відображає усталений режим роботи системи без дії проєктних та позапроєктних збурень. Режим №2 показує роботу параметричного регулювання потужності та частоти в результаті дії проєктного збурення. В якості параметричного управління виконується первинне та вторинне регулювання потужності за допомогою АРШ парових турбін. В результаті дії первинного регулювання виконується утримання частоти, а вторинне регулювання забезпечує відновлення частоти до нового усталеного режиму роботи ЕЕС. Режим роботи №3 відображає дію проєктного збурення, як наслідок відмови ЛЕП Л-2. В результаті дії автоматизованого структурно-параметричного управління виконується зміна топології ЕЕС, яка забезпечує передачу згенерованої ЕЕ від генеруючого блоку Г1 та Г2 по ЛЕП Л-1, тим самим забезпечується новий усталений режим роботи з відновлення балансу потужності та частоти системи. Режим роботи №4 демонструє роботу автоматизованого структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти ЕЕС в результаті дії позапроєктного збурення та наявності гарячого резерву потужності. В результаті дії позапроєктного збурення виконується підключення наявного гарячого резерву активної потужності, який компенсує наявний дефіцит потужності та забезпечує новий усталений режим роботи системи.

Отримані в роботі науково-технічні результати впроваджено в ТОВ «ТК ПРОЕКТ», що дозволило пришвидшити аналіз ефективності ЕЕС на етапі проектування системи електропостачання, введені у навчальний процес в Національному університеті «Одеська політехніка» при підготовці бакалаврів та магістрів за напрямом «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» в Інституті штучного інтелекту та робототехніки (ІШІР) на кафедрі «Програмних і комп'ютерно-інтегрованих технологій» при викладанні наступних дисциплін: Моделювання процесів і систем, Автоматизація виробничих процесів, а також впроваджені при виконанні держбюджетних НДР за темами: «Аналіз надійності експлуатації електроенергетичної системи», НДР №228-55 (№0122U201192) і «Моделі та методи термодеструкції органічної сировини довільного складу за рахунок автоматичного керування подачі сировини», НДР № 253-47 (№0124U004588).

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. (2018). Про затвердження Кодексу системи передачі: Постанова від 14.03.2018 № 309.

URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text>.

2. Дослідження частоти в ОЕС України з урахуванням вимог ENTSO-E. (2018/2019). Галузь: Енергетика. Напрямок: Електричні станції, мережі і систем.

URL: <https://events.pstu.edu/konkurs-energy/wp-content/uploads/sites/2/2019/03/%D0%A7%D0%B0%D1%81%D1%82%D0%BE%D1%82%D0%B0.pdf>.

3. Кириленко, О. В., & Денисюк, С. П. (2016). Сучасні тенденції побудови та керування режимами електроенергетичних мереж, (4), 1-14. URL: <https://eee.khpi.edu.ua/article/view/113917>.

4. Пантелєєва, І. В., Варшамова, І. С., & Віннікова, В. В. (2025). Принципи управління конфігурацією електричної мережі та задачі по їх реалізації. Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Проблеми удосконалювання електричних машин і апаратів. Теорія і практика, 1 (13), 71–75.

DOI: <https://doi.org/10.20998/2079-3944.2025.1.14>.

5. Максимов, М. М., Кривда, В. І., & Суворов, В. О. (2024). Модель та метод аналізу працездатності електроенергетичної системи при нанесенні непроекtnих збурень. Електротехнічні та комп'ютерні системи, 39(115), 14–25.

DOI: <https://doi.org/10.15276/eltecs.39.115.2024.2>.

6. Хоменко, І. В., Плахтій, О. А., Нерубацький, В. П., & Стасюк, І. В. (2020). Електроенергетика України. Структура, керування, інновації. Харків: НТУ «ХПІ»; ТОВ «Планета-Прінт», 132.

URL: <http://lib.kart.edu.ua/handle/123456789/4892>.

7. Kryvda, V., Maksymov, M., Zubak, V., Ivaneiev, A. & Ryaboshapka, R. (2024). Development of the model and improvement of the method of automated control of steam turbine parameters to minimize the power imbalance in the energy system to increase its

efficiency. *Technology Audit and Production Reserves*. 5, 1(79), 19–29. DOI: <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2024.314219>.

8. Зубак, В. В. (2026). Розробка математичної моделі регулювання потужності та частоти в електроенергетичній системі. *Innovations Of Modern Science And Education*, Ванкувер, Канада, 138–143. URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/03/INNOVATIONS-OF-MODERN-SCIENCE-AND-EDUCATION-26-28.03.26.pdf>.

9. Зубак, В. В., & Кривда, В. І. (2026). Розроблення динамічної моделі ЕЕС для управління балансу потужності та частоти в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень. *European Science And Innovation Congress*, Барселона, Іспанія, 171–179.

URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/04/EUROPEAN-SCIENCE-AND-INNOVATION-CONGRESS-6-8.04.26.pdf>.

10. Kryvda, V., Suvorov, V. & Zubak, V. (2023). Modeling and method for assessing the efficiency of the power system. *Herald of Advanced Information Technology*, 6(3), 240–249. DOI: <https://doi.org/10.15276/hait.06.2023.16>.

11. Суворов, В. О. & Зубак, В. В. (2023). Модель для моніторингу та оцінки ефективності електроенергетичної системи країни. *Електротехнічні та комп'ютерні системи*, 38(114), 15–21. DOI: <https://doi.org/10.15276/eltecs.38.114.2023.2>.

12. Зубак, В. В. & Кривда, В. І. (2026). Розроблення методу оцінки ефективності поставки електричної енергії за узагальненим критерієм згортки. *Modern Science: Trends, Challenges, Solutions*, Ліверпуль, Великобританія, 128–137.

URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/04/MODERN-SCIENCE-TRENDS-CHALLENGES-SOLUTIONS-9-11.04.26.pdf>.

13. Кривда, В. І., Зубак, В. В. & Максимов, М. М. (2024). Модель збереження працездатності електроенергетичної системи за умови її небалансу. *Електротехнічні та комп'ютерні системи*, 40(116), 13–24.

DOI: <https://eltecs.op.edu.ua/index.php/journal/article/view/3276/1181>.

14. Zubak, V., Kipriianov, I. & Filippov, Y. (2024). Model of automated control of the electric power system to ensure reliability and efficiency of power supply in the event of disturbances and imbalances. *Proceedings of Odessa Polytechnic University*, 2(70), 108–122. URL: <https://doi.org/10.15276/opu.2.70.2024.13>.

15. Зубак, В. В. (2026). Інформаційна модель електроенергетичної системи на базі об'єктно-орієнтованого аналізу. *International Experience In Scientific Research*, Чикаго, США, 160–164. URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/03/INTERNATIONAL-EXPERIENCE-IN-SCIENTIFIC-RESEARCH-19-21.03.26.pdf>.

16. Babych, S., Kryvda, V., Zhanko, K., Zubak, V. & Suvorov, V. (2023). Development of models and methods for automated control of heat supply system with optimization of technical means structure. *Energy Engineering and Control Systems*, 9(2), 119–130. DOI: <https://doi.org/10.23939/jeecs2023.02.119>.

17. Панін, В. О, Зубак, В. В., Белоусов, В. С, & Кіпріяннов , І. А. (2023). Технологічні основи автоматизованого керування властивостями ядерного палива. *Grail of Science*, (32), 158–165. DOI: <https://doi.org/10.36074/grail-of-science.13.10.2023.028>.

18. Кривда, В. І., Рудницький, В. Г., Суворов, В. О. & Зубак, В. В. (2022). Підвищення ефективності роботи сонячних панелей при використанні MPPT-контролера. *Електротехнічні та комп'ютерні системи*, 36(112), 6–17. DOI: <https://doi.org/10.15276/eltecs.36.112.2022.04>.

19. Зубак, В. В. (2026). Збереження працездатності електроенергетичної системи в результаті дії збурень та умов небалансу. *Science And Education: Synergy Of Innovation*, Берлін, Німеччина, 169–175. URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/03/SCIENCE-AND-EDUCATION-SYNERGY-OF-INNOVATION-23-25.03.26.pdf>.

20. Зубак, В. В., & Кривда, В. І. (2026). Розроблення комплексної імітаційної моделі електроенергетичної системи. *Innovation And Development In World Science*, Цюрих, Швейцарія, 199–204. URL: <https://conf-sci.com/wp-content/uploads/2026/03/INNOVATION-AND-DEVELOPMENT-IN-WORLD-SCIENCE-23-25.03.26.pdf>.

content/uploads/2026/03/INNOVATION-AND-DEVELOPMENT-IN-WORLD-SCIENCE-29-31.03.26.pdf.

21. Зубак, В. В., & Кривда, В. І. (2026). Удосконалення методу автоматичного структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти ЕЕС в умовах проєктних та позапроєктних збурень. *Science, Technology And Global Challenges*, Токіо, Японія, 199–204. URL: <https://conf-sci.com/wp-content/uploads/2026/03/INNOVATION-AND-DEVELOPMENT-IN-WORLD-SCIENCE-29-31.03.26.pdf>.

22. Кабінет Міністрів України. (2017). Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 р. № 605-р. URL: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80>.

23. Атаманюк, І. П., & Волосюк, Ю. В. (2015). Метод прогнозування споживання електроенергії на основі апарату канонічних розкладань випадкових процесів. *Вісник Національного технічного університету "ХПІ". Серія: Механіко-технологічні системи та комплекси*, 11(1120), 51–56. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/vcpimtck_2015_11_10.

24. Яндульський, О. С., Стелюк, А. О., & Лукаш, М. П. (2010). Автоматичне регулювання частоти та перетоків активної потужності в енергосистемах. *НТУУ «КПІ»*, 88.

25. Кириленко, О. В., Павловський, В. В., Стелюк А. О., & Лук'яненко Л. М. (2012). Комплексне моделювання системи автоматичного регулювання частоти та потужності в динамічних режимах роботи ОЕС України. *Технічна електродинаміка*, (6), 44–50.

26. Голота, А. Д. (2006). *Автоматика в електроенергетичних системах*. Київ: Вища школа, 367.

27. Яндульський, О. С., Заболотний, І. П., & Кобозев, В. П. (2010). *Автоматичне регулювання в електричних системах*. Донецьк: Ноулідж. 189 с.

28. Wu, Z., Gao, W., Gao, T., Yan, W., Zhang, H., Yan, S., & Wang, X. (2018). State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 6(1), 1–16.

URL:https://link.springer.com/article/10.1007/s40565-017-0315-y?utm_source=chatgpt.com.

29. Zhang, C., Liu, T., & Hill, D. J. (2019). Switched distributed load-side frequency control of power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 105, 709–716. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.09.025>.

30. Shin, W., Lee, C., Chung, I.-Y., Lim, J., Youn, J., Rhie, Y., Hur, K., & Shim, J. W. (2022). Reserve replacement from governor to energy storage system on conventional generator for operating-cost reduction. *Applied Energy*, 324, 119697. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119697>.

31. Huang, H., & Li, F. (2013). Sensitivity Analysis of Load-Damping Characteristic in Power System Frequency Regulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 1324–1335. DOI:10.1109/TPWRS.2012.2209901.

32. Стернинсон, Л. Д. (1975). Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. Энергия.

33. Pereira, L. (2013). Active Power and Frequency Control. In M. Eremia & M. Shahidehpour (Eds.), *Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control*, 291–339. DOI: <https://doi.org/10.1002/9781118516072.ch6>.

34. Chow, J. H., & Sanchez-Gasca, J. J. (2020). Turbine-Governor Models and Frequency Control. In *Power System Modeling, Computation, and Control*, 327–370. DOI: <https://doi.org/10.1002/9781119546924.ch12>.

35. Кулик, М. М., & Дрьомін, І. В. (2013). Універсальна модель регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах. *Проблеми загальної енергетики*, 4(35), 5–15. URL: http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe?Z21ID=&I21DBN=UJRN&P21DBN=UJRN&S21STN=1&S21REF=10&S21FMT=njuu_all&C21COM=S&S21CNR=20&S21P01=0&S21P02=0&S21COLORTERMS=0&S21P03=I=&S21STR=%D0%9670419/2013/4.

36. Костюк, В. О., & Сідоров, О. Ф. (2017). Спосіб оптимального вторинного регулювання частоти та потужності. Вісник Вінницького політехнічного інституту, (6), 105–110.

URL: <https://visnyk.vntu.edu.ua/index.php/visnyk/article/view/2154>.

37. Xi, K., Dubbeldam, J. L. A., Lin, H. X., & van Schuppen, J. H. (2018). Power-Imbalance Allocation Control of Power Systems-Secondary Frequency Control. Automatica, (92), 72–85.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.automatica.2018.02.019>.

38. Кулик, М. М., & Дрьомін, І. В. (2015). Узагальнена математична модель та характеристики адаптивних систем автоматичного регулювання частоти і потужності. Проблеми загальної енергетики, 4(43), 14–23. URL: <http://jnas.nbu.gov.ua/article/UJRN-0000489862>.

39. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. (2018). Про затвердження Кодексу систем розподілу: Постанова від 14.03.2018 № 310. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/v0310874-18>.

40. UCTE. (2004). Load-Frequency Control and Performance. A1 - Appendix 1. UCTE Operation Handbook.

URL: http://www.pseoperator.pl/uploads/kontener/UCTE_Operation_Handbook_Appendix1.pdf.

41. Кириленко, О. В., Павловський, В. В., & Стелюк, А. О. (2016). Моделювання роботи системи автоматичного регулювання частоти та потужності з урахуванням динаміки групових регуляторів станцій. Енергосбережение. Энергетика. Энергоаудит, 3(146), 19–25. URL: <https://eee.khpi.edu.ua/article/view/111950>.

42. ДП «УкрНДНЦ». (2023). ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT). URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=106226.

43. Бржезицький, В. О., Держук, А. О., Гаран, Я. О., & Линдюк, Б. В. (2021). Порівняння нормованих показників якості електроенергії. Доповіді за матеріалами Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених, аспірантів і студентів

«Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики». Київ: Політехніка, 577–584. URL: <http://jour.fea.kpi.ua/article/view/255081/252168>.

44. Національна енергетична компанія «Укренерго». (2019). СОУ НЕК 20.561:2019. Методика розрахунку уставок системи АЧР ОЕС України, що використовує абсолютне значення частоти та швидкість зниження частоти. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=82647.

45. Міністерство палива та енергетики України. (2003). Про затвердження Правил застосування системної протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження або підвищення частоти в енергосистемах: Наказ від 01.12.2003 № 714. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1177-03#Text>.

46. Guha, D., Roy, P. K., & Banerjee, S. (2016). Load frequency control of large scale power system using quasi-oppositional grey wolf optimization algorithm. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, 19(4), 1693–1713.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jestch.2016.07.004>.

47. Yang, J., Zhong, Q., Ghias, A. M. Y. M., & Xie, K. (2023). Distributed fault-tolerant PI load frequency control for power system under stochastic event-triggered scheme. *Applied Energy*, 351(1), 121844.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121844>.

48. Pillai, A. G., Samuel, E. R., & Unnikrishnan, A. (2020). Optimal load frequency control through combined state and control gain estimation for noisy measurements. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 5(1). DOI: <https://doi.org/10.1186/s41601-020-00169-5>.

49. Яндульський, О. С., Нестерко, А. Б., Тимохін, О. В., & Труніна, Г. О. (2017). Регулювання частоти та потужності електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії, монографія. КПІ ім. Ігоря Сікорського, 200.

URL: <https://ela.kpi.ua/server/api/core/bitstreams/cbfb06b-598a-4321-886a-430dfafd0687/content>.

50. Ладанюк, А. П., Смітюх, Я. В., Власенко, Л. О., Заєць, Н. А., & Ельперін, І. В. (2013). Системний аналіз складних систем управління. НУХТ, 274.

URL: <https://dspace.nuft.edu.ua/items/80aa2cec-be68-473f-9588-90bad450ef8f>.

51. Турчинов, Р. В., Змій, С. О., Мороз, В. П., Кустов, В. Ф., & Мойсеєнко, В. І. (2012). Application of the method of analysis of hierarchies in functional synthesis of automated control systems. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 2(3(56)), 33–36. URL: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2012.3689>.
52. Тристан, А. В., Бережний, А. О., & Гурін, О. М. (2018). Теоретико-графовий метод аналізу стійкості структури складних організаційно-технічних систем. *Честь і закон*, 3(66), 40–46.
URL: <https://chiz.nangu.edu.ua/article/download/155096/154628/337110>.
53. Катренко, А. В., & Савка, І. В. (2008). Механізми координації у складних ієрархічних системах. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Інформаційні системи та мережі*, 631, 156–166. URL: <https://science.lpnu.ua/sites/default/files/journal-paper/2019/apr/16297/vis631ism-156-166.pdf>.
54. Саланда І. П., & Сачук Ю. В (2019). Метод синтезу оптимальних гіпермереж за критерієм максимуму функціональної стійкості. *Телекомунікаційні та інформаційні технології*, 4(65). DOI: <https://doi.org/10.31673/2412-4338.2019.040411>.
55. Mashchenko, O. A., & Sheiko, T. I. (2018). System analysis of food industry enterprise electrical energy supply and consumption control process. *Ukrainian Journal of Food Science*, 6(1), 115–127. DOI: <https://doi.org/10.24263/2310-1008-2018-6-1-14>.
56. Цмоць, І. Г., Скорохода, О. В., & Кісь, Я. П. (2015). Синтез інтегрованих автоматизованих систем управління підприємством. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Серія: Інформаційні системи та мережі*, 829, 246–254. URL: <https://science.lpnu.ua/sites/default/files/journalpaper/2018/jun/12892/17cmocigskorohodaov.pdf>.
57. Бабаков, Р. М., & Баркалов, О. О. (2024). Параметризація граф-схем алгоритмів цифрових пристроїв керування. *Ukrainian Journal of Information Systems and Data Science*, 2(2), 1–18. DOI: <https://doi.org/10.31558/2786-9482.2024.2.1>.
58. Шлеер, С., & Меллор, С. (1993). Объектно-ориентированный анализ: моделирование мира в состояниях. *Диалектика*, 240.

59. Booch, G., Maksimchuk, R. A., Engle, M. W., Young, B. J., Conallen, J., & Houston, K. A. (2007). Object-oriented analysis and design with applications (3rd ed.). Addison-Wesley, 720.

URL:<https://zjnu2017.github.io/OOAD/reading/Object.Oriented.Analysis.and.Design.with.Applications.3rd.Edition.by.Booch.pdf>.

60. Saukh, S., & Borysenko, A. (2022). Математична модель локальної мережі з АЕС на малих модульних реакторах. Ядерна та радіаційна безпека, 2(94), 44–52. DOI: [https://doi.org/10.32918/nrs.2022.2\(94\).05](https://doi.org/10.32918/nrs.2022.2(94).05).

61. Бардик, Є. І., Бондаренко, О. Л., & Болотний, М. П. (2024). Аналіз режимної надійності при плануванні сталого розвитку енергосистеми. Відроджена енергетика, 4(79), 46–58. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.4\(79\).46-58](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.4(79).46-58).

62. Замулко, А., Чернецька, Ю., & Прасол, А. (2024). Визначення граничних величин споживання електричної енергії засобами оптимізаційного моделювання. Системні дослідження в енергетиці, 1(76), 27–34. URL: <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/822>.

63. Корякіна, С. М. (2024). Особливості структурного моделювання інформаційної системи. In Радіоелектроніка та молодь у XXI столітті. Т. 7: Конференція “Комп’ютерний зір, системний аналіз та математичне моделювання”: матеріали 28-го Міжнар. молодіж. форуму, 16–18 квіт. 2024 р. (pp. 63–64). Харків: ХНУРЕ.

DOI: <https://doi.org/10.30837/IYF.CVSAMM.2024.063>.

64. Кириленко, О. В., Павловський, В. В., Стелюк, А. О., Ленґа, О. В., Зайченко, В. Б., & Лиховид, Ю. Г. (2023). Аналіз зміни частоти в ОЕС України за різних режимів її роботи. Технічна електродинаміка, (1), 51–55. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.051>.

65. U.S.-Canada Power System Outage Task Force. (2004). Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations. Washington, DC.

URL:<https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/BlackoutFinal-Web.pdf>

66. UCTE. (2004). Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy. Brussels: UCTE. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf

67. UCTE. (2007). Final Report: System Disturbance on 4 November 2006. Brussels: UCTE.

URL: <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf>

68. FERC, NERC, and Regional Entity Staff. (2023). Inquiry into Bulk-Power System Operations During December 2022 Winter Storm Elliott. Washington, DC. URL: https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-02/Day%201%20-%20FERC%202022%20Winter%20Storm%20Elliott%20Inquiry%20Findings_untagged_0.pdf.

69. ENTSO-E. (2025). Final Report: Incident in South-East Europe on 21 June 2024. Brussels: ENTSO-E.

URL: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/2024/entso-e_incident_report_240621_250225_02.pdf.

70. Бурбело, М. Й., Бевз, С. В., & Кравець, О. М. (2021). Математичні задачі електроенергетики: практикум. ВНТУ, 126.

URL: https://pdf.lib.vntu.edu.ua/books/2021/Burbelo_2021_126.pdf.

71. Лукін, В. Є., Теплюк, В. М., & Григоращ, В. В. (2025). Особливості моделювання та ідентифікації об'єктів аграрного спрямування. НУБіП України, 268.

URL: <https://dglb.nubip.edu.ua/server/api/core/bitstreams/bf909df2-c145-4ea7-9237-247b72d12501/content>.

72. Зінов'єва, О. Г., Шаров, С. В., & Паламарчук, І. П. (2025). Імітаційне моделювання та моделювання систем. ТДАТУ, 163. URL: https://www.tsatu.edu.ua/kn/wp-content/uploads/sites/16/posibnik_imms_print1.pdf.

73. Лупенко, С. А., & Горкуненко, А. Б. (2020). Моделювання та методи аналізу і прогнозування циклічних економічних процесів в інформаційних системах підтримки прийняття рішень. ТНТУ ім. І. Пулюя, 140. URL: https://www.researchgate.net/publication/382919308_Modeluvanna_ta_metodi_analizu_i

prognozuvanna_ciklicnih_ekonomicnih_procesiv_v_informacijnih_sistemah_pidtrimki_prijnatta_risen_Monografia.

74. Додонов, О. Г., & Кузьмичов, А. І. (2016). Оптимізаційне електронно-табличне моделювання багатоцільових системних задач. Реєстрація, зберігання і обробка даних, 18(3), 12–19.

URL: <http://jnas.nbu.gov.ua/uk/article/UJRN-0000691737>.

75. Купрієнко, Д. А., & Боровик, О. В. (2015). Структурний синтез динамічних систем із квазілінійним і часовим розподілом компонентів. Видавництво НАДПСУ, 348.

URL: <https://dspace.nadpsu.edu.ua/handle/123456789/2341>.

76. Kacejko, P. A., Miller, P., & Hammons, T. J. (2000). Object-Oriented Approach to the Enhancement of Energy Management Systems Software Engineering. Electric Machines and Power Systems, 28(3), 193–202. URL: <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/073135600268469>.

77. Palma-Behnke, R., & Vargas, L. S. (2003). Object oriented platform for an integrated analysis of energy and transportation networks. IEEE Transactions on Power Systems, 18(3), 1062–1069. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.814890>.

78. Тодорцев, Ю. К., & Максименко, И. Н. (2005). Объектно-ориентированная модель системы теплоснабжения. Информационные модели. Труды Одесского политехнического университета, 2(24), 160–164. URL: <https://old-pratsi.op.edu.ua/app/webroot/articles/1313133756.pdf>.

79. Максименко, И. Н. (2006). Объектно-ориентированный подход к анализу автоматизированных систем теплоснабжения с изменяемой структурой. Вісник Вінницького політехнічного інституту, (6), 34–38. URL: <https://share.google/6y8UmufWgmVsijn0J>.

80. Li, W., & Zhou, J. (2008). Probabilistic reliability assessment of power system operations. Electric Power Components and Systems, 36(10), 1102–1114. DOI: <https://doi.org/10.1080/15325000802046868>.

81. Panteli, M., Pickering, C., Wilkinson, S., Dawson, R., & Mancarella, P. (2017). Power system resilience to extreme weather: Fragility modelling, probabilistic impact

assessment, and adaptation measures. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5), 3747–3757. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2641463>.

82. Журахівський, А. В., Казанський, С. В., Матеєнко, Ю. П., & Пастух, О. Р. (2017). Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж. КІП ім. Ігоря Сікорського. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/21488>.

83. Bazovsky, I. (1961). *Reliability theory and practice*. Prentice-Hall International. URL: <http://geca.area.ge.cnr.it/files/16366.pdf>.

84. Xie, K., & Li, W. (2009). Analytical model for unavailability due to aging failures in power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 31(7–8), 345–350. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2009.03.011>.

85. Clavijo-Blanco, J. A., & Rosendo-Macías, J. A. (2020). Failure rates in distribution networks: Estimation methodology and application. *Electric Power Systems Research*, 185. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106398>.

86. Бардик, Є. І., & Бондаренко, О. Л. (2019). Оцінка режимної надійності електроенергетичної системи на основі визначення індексу ризику при відмовах вузлів навантаження з відповідальними споживачами. *Технічні науки та технології: науковий журнал*, 2(16), 105–117. URL: [https://doi.org/10.25140/2411-5363-2019-2\(16\)-105-117](https://doi.org/10.25140/2411-5363-2019-2(16)-105-117).

87. Eremia, M., & Shahidehpour, M. (Eds.). (2013). *Handbook of electrical power system dynamics: Modeling, stability, and control*. IEEE Press; John Wiley & Sons. URL: <https://infoscience.epfl.ch/server/api/core/bitstreams/23ced368-410f-4352-aafd-24d5cacc99d4/content>.

88. IEEE Power & Energy Society. (2013). *Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies*. Technical Report PES-TR1, 117. URL: https://site.ieee.org/fw-pes/files/2013/01/PES_TR1.pdf.

89. Anderson, P. M., & Fouad, A. A. (2003). *Power system control and stability* (2nd ed.). IEEE Press; John Wiley & Sons, 688. DOI: <https://doi.org/10.1109/9780470545577>.

90. Tuaimah, F. M., Al-Rawi, N. M., & Mahmoud, W. A. (2014). Steam Turbine Governor Design based on Pole Placement Technique. *International Journal of Computer Applications*, 92(13), 51–55. DOI: <https://doi.org/10.5120/16073-5306>.

91. Vahidi, B., Tavakoli, M. R. B., & Gawlik, W. (2007). Determining Parameters of Turbine's Model Using Heat Balance Data of Steam Power Unit for Educational Purposes. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4), 1547–1553. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.907509>.

92. Choo, Y. C., Muttaqi, K. M., & Negnevitsky, M. (2008). Modelling of hydraulic governor-turbine for control stabilisation. *ANZIAM Journal*, 49, 681–698.

DOI: <https://doi.org/10.21914/anziamj.v49i0.333>.

93. Al-Hinai, A., Alyammahi, H., & Haes Alhelou, H. (2021). Coordinated intelligent frequency control incorporating battery energy storage system, minimum variable contribution of demand response, and variable load damping coefficient in isolated power systems. *Energy Reports*, (7), 8030–8041.

DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.07.072>.

94. Ishizaka, A., & Nemery, P. (2013). *Multi-Criteria Decision Analysis: Methods and Software*. John Wiley & Sons.

DOI: <https://doi.org/10.1002/9781118644898>.

95. Zavadskas, E. K., Antuchevičienė, J., & Kapliński, O. (2016). Multi-Criteria Decision Making in Civil Engineering: Part I-A State-Of-The-Art Survey. *Engineering Structures and Technologies*, 7(3), 103–113. DOI: <https://doi.org/10.3846/2029882X.2015.1143204>.

96. Зінзура, В. В. (2012). Методи розв'язку задачі багатокритеріальної оптимізації регулювання напруги в електричних мережах. *Збірник наукових праць Кіровоградського національного технічного університету. Техніка в сільськогосподарському виробництві, галузеве машинобудування, автоматизація*, 25(1), 350–360. URL: [http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe?I21DBN=LINK&P21DBN=UJRN&Z21ID=&S21REF=10&S21CNR=20&S21STN=1&S21FMT=ASP_meta&C21COM=S&2_S21P03=FILE=&2_S21STR=znpkntu_2012_25\(1\)__58](http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe?I21DBN=LINK&P21DBN=UJRN&Z21ID=&S21REF=10&S21CNR=20&S21STN=1&S21FMT=ASP_meta&C21COM=S&2_S21P03=FILE=&2_S21STR=znpkntu_2012_25(1)__58).

97. Семенова, Н. В., & Колечкіна, Л. М. (2009). *Векторні задачі дискретної оптимізації на комбінаторних множинах: методи дослідження та розв'язання*. Наукова думка, 266.

URL: <http://dspace.puet.edu.ua/bitstream/123456789/4407/1/Vect1707.pdf>.

98. Артюхова, Л. В., Рущенко, Н. М., & Зінченко, Т. В. (2012). Узагальнені критерії якості у завданнях багатокритеріальної оптимізації. *Ukrainian Food Journal*, (1), 97–100.

URL: <https://dspace.nuft.edu.ua/handle/123456789/11795/>.

99. Бірюков, Д. С., & Заславський, В. О. (2010). Оцінювання рівня розвитку територій України на основі методів багатокритеріальної оптимізації. *Системи обробки інформації*, (8), 151–158.

URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/soi_2010_8_26.

100. Чибісов, Ю. В., & Шульга, Ю. С. (2014). Застосування методів багатокритеріальної оптимізації для вирішення задач розподілу вагонів по вантажних фронтах. *Транспортні системи та технології перевезень*, (7), 65–72.

URL: <https://doi.org/10.15802/tstt2014/35994>.

ДОДАТОК А

Документи про впровадження результатів дослідження



ДОВІДКА

про використання результатів дисертаційної роботи

Зубака Віктора Валерійовича

представленої на здобуття ступеня доктора філософії за спеціальністю

151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

Надана довідка затверджує, що матеріали дисертаційного дослідження Зубака В.В. «Моделі та методи автоматизованого управління балансом потужності та частоти електроенергетичної системи для підвищення її ефективності за умов дії проектних та позапроектних збурень» використовуються Національним університетом «Одеська політехніка» при підготовці бакалаврів та магістрів за напрямом «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» в Інституті штучного інтелекту та робототехніки (ІШР) на кафедрі «Програмних і комп'ютерно-інтегрованих технологій» при викладанні наступних дисциплін:

- Моделювання процесів і систем;
- Автоматизація виробничих процесів;

Довідка надана у зв'язку з захистом дисертації.

Перший проректор



Сергій НЕСТЕРЕНКО



ДОВІДКА

про використання результатів дисертаційної роботи

Зубака Віктора Валерійовича

представленої на здобуття ступеня доктора філософії за спеціальністю

151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

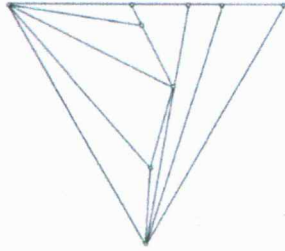
Надана довідка затверджує, що дисертаційне дослідження Зубака В.В. «Моделі та методи автоматизованого управління балансом потужності та частоти електроенергетичної системи для підвищення її ефективності за умов дії проєктних та позапроєктних збурень» виконане відповідно до планів, затверджених Міністерством освіти і науки України, і є складовою частиною держбюджетних НДР за темами: «Аналіз надійності експлуатації електроенергетичної системи», НДР №228-55 (№0122U201192) і «Моделі та методи термодеструкції органічної сировини довільного складу за рахунок автоматичного керування подачі сировини», НДР № 253-47 (№0124U004588).

Довідка надана у зв'язку з захистом дисертації.

Перший проректор



Сергій НЕСТЕРЕНКО



ТОВ ТК ПРОЕКТ

ПРОЕКТНЕ РІШЕННЯ РІЗНОЇ СКЛАДНОСТІ

ТОВ «ТК ПРОЕКТ»

Код ЄДРПОУ 42074132 ІПН 420741315520

Юридична адреса:

65017, м. Одеса, вул. Маршала Бабаджаняна, 20

Банківські реквізити:

Р/р UA063805820000026006010325258

МФО 380582

в АТ «МІЖНАРОДНИЙ ІНВЕСТИЦІЙНИЙ БАНК» м.

Київ

Пошта/E-mail: tkproekt@ukr.net

Вих. №08/02 від 08.02.2026р.

ДОВІДКА

Про впровадження результатів дисертаційної роботи аспіранта

Національного університету «Одеська політехніка»

Зубака Віктора Валерійовича

«Моделі та методи автоматизованого управління балансом потужності та частоти електроенергетичної системи для підвищення її ефективності за умов дії проектних та позапроектних збурень»

Довідка видана в тому, що у діяльності ТОВ «ТК ПРОЕКТ» використані результати, що отримані у дисертаційній роботі аспірантом кафедри програмних і комп'ютерно-інтегрованих технологій Національного університету «Одеська політехніка» МОН України Зубаком Віктором Валерійовичем, прийнято до впровадження рекомендації щодо підвищення аналізу ефективності електроенергетичної системи при дії проектних та позапроектних збурень.

Запропоновані Зубаком Віктором Валерійовичем науково-технічні рішення дозволили пришвидшити аналіз ефективності електроенергетичної системи на етапі проектування системи електропостачання.

Очікуваний ефект має такі складові:

- зменшення часу для аналізу ефективності електроенергетичної системи;
- скорочення часу на проектування та моделювання режиму роботи електроенергетичної системи.

Директор ТОВ «ТК ПРОЕКТ»



Владислав КРЕМІНСЬКИЙ

ДОДАТОК Б
Список публікацій здобувача

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації:

1. Кривда, В. І., Рудницький, В. Г., Суворов, В. О. & Зубак, В. В. (2022). Підвищення ефективності роботи сонячних панелей при використанні MPPT-контролера. Електротехнічні та комп'ютерні системи, 36(112), 6–17. DOI: <https://doi.org/10.15276/eltecs.36.112.2022.04>. (Реєстр наукових фахових видань України, категорія «Б»).

2. Kryvda, V., Suvorov, V. & Zubak, V. (2023). Modeling and method for assessing the efficiency of the power system. Herald of Advanced Information Technology, 6(3), 240–249. DOI: <https://doi.org/10.15276/hait.06.2023.16>. (SCOPUS).

3. Суворов, В. О. & Зубак, В. В. (2023). Модель для моніторингу та оцінки ефективності електроенергетичної системи країни. Електротехнічні та комп'ютерні системи, 38(114), 15–21.

DOI: <https://doi.org/10.15276/eltecs.38.114.2023.2>. (Реєстр наукових фахових видань України, категорія «Б»).

4. Babych, S., Kryvda, V., Zhanko, K., Zubak, V. & Suvorov, V. (2023). Development of models and methods for automated control of heat supply system with optimization of technical means structure, Energy Engineering and Control Systems, 9(2), 119–130. DOI: <https://doi.org/10.23939/jeecs2023.02.119>. (Реєстр наукових фахових видань України, категорія «Б»).

5. Кривда, В. І., Зубак, В. В. & Максимов, М. М. (2024). Модель збереження працездатності електроенергетичної системи за умови її небалансу. Електротехнічні та комп'ютерні системи, 40(116), 13–24.

DOI: <https://doi.org/10.15276/eltecs.40.116.2024.2>. (Реєстр наукових фахових видань України, категорія «Б»).

6. Kryvda, V., Maksymov, M., Zubak, V., Ivaneiev, A. & Ryaboshapka, R. (2024). Development of the model and improvement of the method of automated control of steam turbine parameters to minimize the power imbalance in the energy system to increase its efficiency. Technology Audit and Production Reserves, 5, 1(79), 19–29. DOI: <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2024.314219>. (SCOPUS).

7. Zubak, V., Kipriianov, I. & Filippov, Y. (2024). Model of automated control of the electric power system to ensure reliability and efficiency of power supply in the event of disturbances and imbalances. *Proceedings of Odessa Polytechnic University*, 2(70), 108–122. DOI: <https://doi.org/10.15276/opu.2.70.2024.13>. (Реєстр наукових фахових видань України, категорія «Б»).

Опубліковані праці апробаційного характеру:

8. Панін, В., Зубак, В., Белоусов, В., & Кіпріанов, І. (2023). Технологічні основи автоматизованого керування властивостями ядерного палива. *Grail of Science*, (32), 158–165. DOI: <https://doi.org/10.36074/grail-of-science.13.10.2023.028>.

9. Зубак, В. (2026). Інформаційна модель електроенергетичної системи на базі об'єктно-орієнтованого аналізу. *International Experience in Scientific Research*, Чикаго, США, 160–164. URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/03/INTERNATIONAL-EXPERIENCE-IN-SCIENTIFIC-RESEARCH-19-21.03.26.pdf>.

10. Зубак, В. (2026). Збереження працездатності електроенергетичної системи в результаті дії збурень та умов небалансу. *Science And Education: Synergy Of Innovation*, Берлін, Німеччина, 169–175. URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/03/SCIENCE-AND-EDUCATION-SYNERGY-OF-INNOVATION-23-25.03.26.pdf>.

11. Зубак, В. (2026). Розробка математичної моделі регулювання потужності та частоти в електроенергетичній системі. *Innovations Of Modern Science And Education*, Ванкувер, Канада, 138–143. URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/03/INNOVATIONS-OF-MODERN-SCIENCE-AND-EDUCATION-26-28.03.26.pdf>.

12. Зубак, В. & Кривда, В. (2026). Розроблення комплексної імітаційної моделі електроенергетичної системи. *Innovation And Development In World Science*, Цюрих, Швейцарія, 199–204. URL: <https://conf-sci.com/wp-content/uploads/2026/03/INNOVATION-AND-DEVELOPMENT-IN-WORLD-SCIENCE-29-31.03.26.pdf>.

13. Зубак, В. & Кривда, В. (2026). Удосконалення методу автоматичного структурно-параметричного управління балансом потужності та частоти ЕЕС в умовах проєктних та позапроєктних збурень. Science, Technology And Global Challenges, Токіо, Японія, 202–207. URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/04/SCIENCE-TECHNOLOGY-AND-GLOBAL-CHALLENGES-2-4.04.26.pdf>.

14. Зубак, В. & Кривда, В. (2026). Розроблення динамічної моделі ЕЕС для управління балансу потужності та частоти в результаті дії проєктних та позапроєктних збурень. European Science And Innovation Congress, Барселона, Іспанія, 171–179.

URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/04/EUROPEAN-SCIENCE-AND-INNOVATION-CONGRESS-6-8.04.26.pdf>.

15. Зубак, В. & Кривда, В. (2026). Розроблення методу оцінки ефективності поставки електричної енергії за узагальненим критерієм згортки. Modern Science: Trends, Challenges, Solutions, Ліверпуль, Великобританія, 128–137. URL: <https://sci-conf.com.ua/wp-content/uploads/2026/04/MODERN-SCIENCE-TRENDS-CHALLENGES-SOLUTIONS-9-11.04.26.pdf>.