

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Міністерство освіти і науки України

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису

Гулий Володимир Сергійович

УДК 621.311.22

ДИСЕРТАЦІЯ
МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВТОРИННОГО
РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ ІЗ
ЗАЛУЧЕННЯМ ЕНЕРГОБЛОКІВ ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ
СТАНЦІЙ

05.14.02 – електричні станції, мережі і системи

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

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



В.С. Гулий

Науковий керівник:

Яндульський Олександр Станіславович, доктор технічних наук, професор

Київ 2026

АНОТАЦІЯ

Гулий В.С. Методи та засоби підвищення ефективності вторинного регулювання частоти та потужності в енергосистемі із залученням енергоблоків теплових електричних станцій. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.14.02 – електричні станції, мережі і системи (141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка). – Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» Міністерства освіти і науки України, Київ, 2026.

Дисертаційна робота присвячена вирішенню актуальної науково-практичної проблеми підвищення ефективності вторинного регулювання частоти та потужності в енергосистемі шляхом залучення енергоблоків ТЕС до вторинного регулювання частоти з врахуванням особливості роботи котельного обладнання, що має важливе значення для ОЕС України при регулюванні частоти та потужності.

У першому розділі проведено аналіз стану та основних напрямків розвитку САРЧП та підходів до регулювання частоти в енергосистемі. Встановлено, що значне збільшення в ОЕС України встановленої потужності ВДЕ призводить до зменшення загальної інерції енергосистеми та зниження ефективності регулювання частоти, а об'єднання ОЕС України з енергосистемою країн західної Європи вимагає дотримання жорстких вимог до регулювання частоти та активної потужності.

Виконано аналіз вимог до первинного та вторинного регулювання частоти в енергосистемах різних країн світу у тому числі в Україні. Відзначено, що в ОЕС України існує дефіцит резервів вторинного регулювання частоти та потужності. Водночас ряд енергоблоків ТЕС пройшли глибоку модернізацію. Це підвищило їх маневрові характеристики та дозволяє залучати їх до вторинного регулювання

частоти, що дозволить вирішити проблему наявного дефіциту регулюючої потужності, задовольнити чинні вимоги та підвищити ефективність вторинного регулювання частоти та потужності в ЕЕС.

Аналіз досліджень пов'язаних із регулюванням потужності ТЕС показав наявність ділянки спаду вихідної потужності енергоблоку станції при надходженні керівного впливу на збільшення вихідної потужності, що обумовлено особливістю роботи котельного обладнання ТЕС. Отримані нові властивості свідчать про необхідність підвищення ефективності вторинного регулювання частоти в ЕЕС шляхом розробки підходу до вторинного регулювання частоти, що дозволяє враховувати особливість роботи котельного обладнання ТЕС при їх залученні до вторинного регулювання частоти.

У другому розділі було розроблено моделі САРЧП та ЕЕС. Зокрема, розроблено модель енергоблоку ТЕС для дослідження процесів вторинного регулювання частоти та потужності з урахуванням особливості роботи котельного обладнання. Її верифікація за результатами експериментальних випробувань підтвердила високу точність і дала можливість подальших досліджень впливу котельного обладнання ТЕС на ефективність регулювання частоти в ЕЕС.

Розроблено модель САРЧП, яка забезпечує залучення енергоблоків ТЕС та гідроагрегатів ГЕС до вторинного регулювання частоти і складається із системного і станційного рівнів та підтримує усі режими роботи САРЧП у повній мірі.

У роботі була розроблена динамічна модель енергосистеми у програмному забезпеченні PowerFactory, яка включає 621 вузлів, 279 синхронні генератори у складі ТЕС та ГЕС, 350 ліній електропередач напругою 750-220 кВ, 376 трансформаторів, 200 вузлів навантаження. Модель містить міжсистемні лінії з сусідньою енергосистемою і функціонує в режимі паралельної роботи. Вторинне регулювання частоти здійснює САРЧП. Проведена верифікація розробленої моделі на основі реальних даних існуючої системи моніторингу перехідних процесів, підтвердила її відповідність.

У третьому розділі наведено аналіз результатів проведеного дослідження участі ТЕС у вторинному регулюванні частоти та потужності з урахуванням особливості роботи котельного обладнання на спрощеній двозонній моделі енергосистеми. Встановлено, що застосування ПІ-регулятора в САРЧП призводить до зростання часу перехідного процесу та величини перерегулювання, що знижує ефективність регулювання частоти в ЕЕС.

Отримані властивості САРЧП та ЕЕС вказують на необхідність підвищення якості вторинного регулювання з урахуванням роботи котельного обладнання ТЕС. Було розроблено адаптивний регулятор на основі нечіткої логіки, застосування якого дозволило знизити перерегулювання на 22% та скоротити час регулювання на 14%. Водночас цей підхід до регулювання частоти в ЕЕС не враховує обмеження перетоків потужності у контрольованих перетинах.

Для вирішення цієї задачі запропоновано використання методу управління на основі прогнозуючих моделей (УПМ), який враховує обмеження на резерви потужності, швидкість реагування та перетокі контрольованих перетинів. Метод використовує математичну модель об'єкта для прогнозування поведінки системи в майбутньому та оптимізації керуючих дій з врахуванням обмежень.

У четвертому розділі розроблено регулятор з використанням запропонованого підходу в ПЗ PowerFactory. Для реалізації швидкої взаємодії ПЗ PowerFactory та Matlab було використано прямий програмний інтерфейс ПЗ PowerFactory для завантаження спеціальних скомпільованих бібліотек, що містять конкретний набір функцій із заданим переліком вхідних та вихідних параметрів. Для експорту моделі регулятора УПМ з MATLAB було зкомпільовано модель MATLAB у зовнішню бібліотеку. Даний підхід дозволив суттєво зменшити час розрахунку і моделювання.

У роботі виконано дослідження ефективності регулювання частоти та потужності з використанням запропонованого підходу, яке проводилось на динамі-

чній моделі ЕЕС. Аналіз результатів дослідження підтвердив зниження ефективності регулювання частоти та потужності в ЕЕС при врахуванні особливості роботи котельного обладнання і застосуванні ПІ-регулятора в САРЧП: час регулювання збільшився на 17%, а перерегулювання – на 3%. Застосування розробленого регулятора на основі методу УПМ дозволило зменшити час регулювання на 42% та скоротити максимальне перевантаження в одному з контрольованих перетинів на 56% у порівнянні з ПІ-регулятором. Проведений аналіз виконаних досліджень дозволяє підтвердити ефективність застосування запропонованого підходу при залученні енергоблоків ТЕС до вторинного регулювання частоти та потужності в ЕЕС.

Сформовано рекомендації по підвищенню ефективності роботи САРЧП з врахуванням особливості роботи котельного обладнання ТЕС при їх залученні до процесів регулювання частоти та потужності в ЕЕС.

Практична цінність роботи полягає у розвитку підходу до регулювання частоти та потужності в ЕЕС з врахуванням особливості роботи котельного обладнання енергоблоків. Застосування запропонованого підходу забезпечує підвищення ефективності регулювання частоти та потужності при паралельній та ізолюваній роботі енергосистеми. Результати проведених досліджень дозволили сформулювати вимоги до САРЧП та залучити ТЕС до вторинного регулювання з прийнятними характеристиками.

Окремі результати дослідження відображено у звітах науково-дослідних робіт за темами: «Наукові засади, підходи і методи зменшення впливу низькочастотних коливань потужності на режими роботи Об'єднаної енергетичної системи» (№ ДР 0114U002532, 2014-2016 рр.), «Дослідження дії первинного регулювання та демпфірування низькочастотних коливань потужності ОЕС України» (договір № 469 від 2015 р., замовник ДП НЕК «Укренерго» № ДР - 469, 2015-2018 рр.), «Методи та засоби оптимального керування гідроагрегатами ГЕС, енергоблоками ТЕС та ВДЕ при зміні частоти та перетоків потужності в Об'єднаній

енергосистемі» (№ ДР 0117U004260, 2017-2019 рр). Результати роботи впроваджено в учбовий процес у Національному технічному університеті України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» при викладанні дисциплін: «Теорія автоматичного керування», «Автоматичне управління в енергосистемах» та при виконанні кваліфікаційних та науково-дослідних робіт магістрів кафедри автоматизації енергосистем факультету електроенерготехніки та автоматики.

Ключові слова: регулювання частоти та потужності, обмеження перетоку потужності, метод прогнозуючих моделей, котельне обладнання, теплова електрична станція, оптимальне керування, система автоматичного регулювання частоти та потужності, енергосистема.

ABSTRACT

Hulyi V. S. Methods and means of increasing the efficiency of secondary load frequency control in the power system involving thermal power plant units. – Qualifying scientific work in the form of a manuscript.

Thesis submitted for fulfilment of the Candidate of Technical Science degree (PhD) on the specialty 05.14.02 – power stations, networks and systems (141 Power engineering, electrical engineering and electromechanics). – National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute», Kyiv, 2026.

Thesis is devoted to solve the emerging scientific and practical problem on increasing the efficiency of secondary load frequency control (LFC) in the power system by involving thermal power plant (TPP) units in secondary load frequency control, taking into account the specific features of boiler equipment operation, that has a high importance for the Integrated Power System (IPS) of Ukraine in LFC.

In the first part performed the analysis of the current condition and main directions of the development of Automatic Generation Control (AGC) and approaches to LFC in the power system. Established a significant increase in the installed capacity of

renewable energy sources in the IPS of Ukraine that leads to a reduction in the overall system inertia and to a decrease in the effectiveness of LFC, while the integration of the IPS of Ukraine with the power system of Western European countries requires a strict compliance with LFC standards.

Performed the analysis of the requirements for primary and secondary LFC in power systems of different countries, including Ukraine. The observation showed a deficit for secondary LFC in the IPS of Ukraine. At the same time, a number of TPP units underwent extensive modernization that improves their maneuverability characteristics and enables their involvement in secondary LFC, thereby allowing to eliminate the existing deficit of regulating capacity, meet current requirements and increase the efficiency of secondary LFC in the power system.

The analysis of studies related to power control of TPPs revealed the decline in the output power of the unit when a control signal for increasing output power is applied, which is caused by the specific operating features of TPPs boiler equipment. Identified new properties indicate the necessity in increasing the efficiency of secondary LFC in the power system by developing the approach to secondary LFC that takes into account the operational characteristics of boiler equipment upon involvement of TPP units in secondary LFC.

In the second part of thesis AGC and power system models were developed. In particular, a model of a TPP unit was created in order to study the processes of secondary LFC, with considerations regarding the specific operational characteristics of boiler equipment. Based on experimental trials results, verification of the model confirmed its high accuracy and enabled further research of the influence of boiler equipment on the effectiveness of LFC in the power system.

AGC model was developed that ensures the integration of TPP units and hydroelectric units into secondary LFC. The model incorporates both system-level and plant-level structures and fully supports all operating modes of AGC.

In the current thesis a dynamic model of the power system was developed using

PowerFactory software. This model includes 621 buses, 279 synchronous generators of thermal and hydro power plants, 350 transmission lines of 220–750 kV, 376 transformers and 200 load nodes. Model includes interconnection lines with a neighboring power system and operates in parallel mode. Secondary LFC is performed by the AGC. Verification of the developed model based on current data from the existing wide area measurement system confirmed its accuracy and compliance with the actual system behavior.

In the third section of the thesis the analysis of the results was performed from the assessment of TPPs participation in secondary LFC, taking into account the specific operational characteristics of boiler equipment and using a simplified two-area power system model. It was established that the usage of PI-controller in the AGC leads to the elevation in the transient process time and the magnitude of overshoot, which reduces the efficiency of LFC in the power system.

Identified characteristics of the AGC and the power system indicate the importance for the increase in the efficiency of secondary LFC with consideration of the operation of boiler equipment in TPPs. The adaptive fuzzy logic-based controller was developed that was able to reduce overshoot by 22% and decrease the regulation time by 14%. Simultaneously, this LFC approach does not take into consideration the limitations of power flows in the controlled interconnections.

To address this issue, it was proposed to apply the model of predictive control (MPC), which takes into account constraints on power reserves, speed response, and flows in controlled interconnections. Method uses a mathematical model of the system to predict its future behavior and optimize control actions while considering these constraints.

In the fourth part of the thesis the regulator was developed with application of the method in PowerFactory that was previously already proposed. For implementation of fast interoperability between PowerFactory and Matlab, a direct programmer interface of PowerFactory was used. This allowed to upload specific compiled libraries that

contain a number of functions with input of inlet and front-end parameters. the model of Matlab was compiled to external library in order to export the model of MPC regulator from Matlab. Current approach allowed to substantially decrease the time required to perform calculations and modelling.

Investigation of the LFC efficiency with the usage of the proposed approach was carried out on a dynamic model of the power system. Analysis of the results confirmed a decrease in the efficiency of LFC when considering the specific operational characteristics of boiler equipment and the use of a PI-controller in the AGC: the regulation time increased by 17%, and the overshoot increased by 3%. The application of the developed controller based on the MPC method reduced the regulation time by 42% and decreased the maximum overload in one of the controlled interconnections by 56% compared to the PI-controller. Analysis of the conducted research confirms the efficiency of the proposed approach with the involvement of TPP units in the secondary LFC of the power system.

Recommendations were formulated in order to improve the efficiency of AGC operation by taking into account the specific operational characteristics of boiler equipment in TPPs while involving them in LFC processes in the power system.

Practical significance of the work is based on the development of LFC approach that accounts for the specific operational characteristics of boiler equipment in generating units. The application of the proposed approach enhances the efficiency of LFC under both interconnected and isolated operation of the power system. Results of the conducted research enabled the formulation of AGC requirements and the involvement of TPPs in secondary control with acceptable performance characteristics.

Separate parts of research results of were included in already published manuscripts: "Scientific foundations, approaches, and methods for reducing the impact of low-frequency power oscillations on the operation modes of the Integrated power system" (Project No. DR 0114U002532, 2014–2016), "Investigation of primary LFC and damping of low-frequency power oscillations in the IPS of Ukraine" (Contract No.

469, 2015; Customer: NPC "Ukrenergo", Project No. DR-469, 2015–2018), "Methods and means of optimal control of hydropower units, thermal power plant units, and RES units under frequency and power flow variations in the Integrated Power System" (Project No. DR 0117U004260, 2017–2019). Results were implemented in teaching courses "Automatic Control Theory" and "Automatic Control in Power Systems", as well as in the execution of qualification and research projects on graduate program of the Department of Power Systems Automation, Faculty of Electrical Power Engineering and Automation in the National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute".

Keywords: load frequency control, power flow constraints, model predictive control, boiler equipment, thermal power plant, optimal control, automatic generation control, power system.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

1. Yandulskiy, O., Hulyi, V., Nesterko, A., Kovalenko, M., Tymokhin, O. Improving the efficiency of secondary load frequency control in a power system considering internal tie-line power exchanges. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 4(8) №136. P. 6–15. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2025.336113>. (фахове видання категорії «А», включене до бази даних, **Scopus**) (Здобувачем запропоновано вдосконалений підхід до вторинного регулювання на основі методу прогнозуючих моделей, що дозволяє враховувати обмеження енергоблоків і резервів, обмеження у внутрішніх контрольованих перетинах та підвищити ефективність вторинного регулювання частоти та потужності в енергосистемі).
2. Yandulskiy O., Tymokhin O., Tymokhina A., Hulyi, V. Active balancing of lithium batteries via redistribution of excess energy across all cells. *Vidnovluvana*

Energetika, (3) 82. P. 48-54. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.3\(82\)](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.3(82)).
(фахове видання категорії «А», включене до бази даних, Scopus) (Здобувачем розроблено регулятор системи керування батареї в умовах значної втрати потужності генерації та збільшено ресурс роботи літій-залізофосфатних акумуляторних батарей, які застосовуються у якості накопичувачів електроенергії у СЕС).

3. O. S. Yandulskyi, V. S. Hulyi, A. A. Marchenko, R. M. Tatus. Application of blockchain technology for management of networks with distributed generation. *Sciences of Europe*. Praha. 2025. №169. P. 68–72. DOI: 10.5281/zenodo.16615580.
(наукове видання інших держав, які входять до ОЕСР та/або Європейського Союзу) (Здобувачем уточнено модель ОЕС України).

4. О. С. Яндульський, А. А. Марченко, В. С. Гулий. Дослідження ефективності вторинного регулювання частоти та потужності із залученням енергоблоків різних типів. *Перспективні технології та прилади*. Луцьк. 2018. №13. С. 176–181. **(фахове видання категорії «Б»)** (Здобувачем уточнено модель енергоблоку ТЕС з врахуванням особливості роботи котельного обладнання при участі станції у вторинному регулюванні частоти та потужності, виконано порівняльний аналіз ефективності вторинного регулювання частоти та активної потужності при використанні різних методів налаштування параметрів регулятора системного рівня САРЧП та розроблено адаптивний регулятор на основі нечіткої логіки, використання якого забезпечує виконання чинних вимог до регулювання частоти та активної потужності).

5. О. С. Яндульський, В. С. Гулий. Особливості участі блоків ТЕС у вторинному регулюванні частоти в ОЕС України. *Наукові праці Вінницького національного технічного університету*. 2017. № 4. С. 1–4. **(фахове видання категорії «Б»)** (Здобувачем проведено аналіз проблем участі енергоблоків ТЕС у вторинному регулюванні частоти та потужності, а також встановлено наявність ділянки спаду вихідної потужності енергоблоку ТЕС при появі керуючого

впливу на збільшення потужності, що обумовлено роботою котельного обладнання).

6. О. С. Яндульський, А. А. Марченко, В. С. Гулий. Оптимізація параметрів системного стабілізатора для ефективного демпфування низькочастотних коливань в енергосистемі. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2017. №6. С. 100–104. **(фахове видання категорії «Б»)** (Здобувачем удосконалено модель енергоблоку ТЕС з врахуванням станційного рівня САРЧП та виконано пошук оптимальних параметрів налаштування системного стабілізатора з використанням сучасних методів оптимізації).

7. О. С. Яндульський, А. А. Марченко, В. С. Гулий. Дослідження режимів роботи енергосистеми зі значною часткою вітрових електричних станцій. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2016. № 2. С. 122–127. **(фахове видання категорії «Б»)** (Здобувачем удосконалено модель ОЕС України зі значною часткою ВЕС).

8. О. С. Яндульський, А. А. Марченко, В. С. Гулий. Моделювання системи управління вітротурбіною та оптимізація параметрів регулятора. *Наукові праці Вінницького національного технічного університету*. 2014. №1. С. 1–4. **(фахове видання категорії «Б»)** (Здобувачем виконано оптимізацію налаштування коефіцієнтів регулятора з використанням об'єктно орієнтованої бібліотеки нелінійних систем середовища Matlab, яка дозволяє визначити параметри регулятора, що відповідають критерію оптимальності).

9. O. Yandulskyi, A. Marchenko and V. Hulyi, "Analysis of Efficiency Of Primary Load-Frequency Control of Integrated Power System of Ukraine," 2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS), Kharkiv, Ukraine, 2018, pp. 244-247. (Включено до міжнародної наукометричної бази даних Scopus) (Здобувачем уточнено динамічну модель ОЕС України, яка включає моделі ТЕС з реальними параметрами налаштування, що приймають

участь у нормованому первинному регулюванні частоти та потужності в ОЕС України).

10. Яндульський О. С., Гулий В. С., Марченко А. А., Тимохін О. В., Нестерко А. Б. Дослідження динамічних режимів роботи ТЕС при регулюванні частоти та активної потужності в енергосистемі. Оптимальне керування електроустановками : матеріали VI міжнародної науково-технічної конференції, м. Вінниця, 22-23 жовт. 2025р. Вінниця, 2025. С. 41–42.

11. Яндульський О. С., Марченко А. А., Гулий В. С., Татусь Р. М. Впровадження елементів технології блокчейн в мережах з розподіленою генерацією. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті* : матеріали XXVI ювілейної міжнародної науково-практичної конференції , м. Київ, 21-23 трав. 2025 р. Київ, 2025. С. 90–91.

12. Бриль Є. М., Гулий В. С. Використання газотурбінних електростанцій для покриття небалансу в ОЕС України. *Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики* : міжнародна науково-технічна конференція молодих учених, аспірантів і студентів. Київ. 2024. С. 58–59.

13. Марченко А. А., Гулий В. С., Лютер А. О. Засоби підвищення стійкості систем електропостачання з відновлюваними джерелами енергії. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті* : матеріали XXV ювілейної міжнародної науково-практичної конференції, м. Київ, 22-24 трав. 2024 р. Київ, 2024. С. 188–190.

14. Гулий В. С., Татусь Р. М. Використання «Blockchain» технології при оптимізації роботи електроенергетичних систем. *Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики* : міжнародна науково-технічна конференція молодих учених, аспірантів і студентів. Київ. 2023. С. 3–6.

15. Яндульський О. С., Тимохіна А. О., Гулий В. С. Визначення місця виникнення аварії в об'єднаній енергосистемі на основі моніторингу за швидкістю зміни кута напруги. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI*

столітті : матеріали XXI міжнародної науково-практичної конференції, м. Київ, 14-15 трав. 2020 р. Київ, 2020. С. 117–121.

16. Яндульський О. С., Гулий В. С., Тимохіна А. О. Дослідження режимів роботи ТЕС при регулюванні частоти та активної потужності в енергосистемі. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті* : матеріали XX міжнародної науково-практичної конференції, м. Київ, 15–16 трав. 2019 р. Київ, 2019. С. 127–131.

17. Яндульський О. С., Нестерко А. Б., Труніна Г. О., Гулий В. С. Оптимальне регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті* : матеріали XXI міжнародної науково-практичної конференції, м. Київ, 26-28 трав. 2018 р. Київ, 2018. С. 117–121.

18. Яндульський О. С., Марченко А. А., Гулий В. С. Дослідження ефективності вторинного регулювання частоти та потужності із залученням енергоблоків різних типів. *Підвищення ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах* : VII міжнародна науково-технічна конференція, м. Луцьк, 22-23 черв. 2018 р. Луцьк, 2018.

19. Яндульський О.С., Гулий В.С. Особливості участі блоків ТЕС у вторинному регулюванні частоти в ОЕС України. *Оптимальне керування електроустановками* : IV міжнародна науково-технічна конференція, м. Вінниця, 11-13 жовт. 2017р. Вінниця, 2017.

20. Яндульський О.С., Марченко А.А., Гулий В.С. Оптимізація параметрів системного стабілізатора для ефективного демпфування низькочастотних

коливань в енергосистемі. *Оптимальне керування електроустановками* : IV міжнародна науково-технічна конференція, м. Вінниця, 11-13 жовт. 2017р. Вінниця, 2017.

21. Яндутьський О.С., Марченко А.А., Гулий В.С. Дослідження режимів роботи енергосистеми зі значною часткою вітрових електричних станцій. *Оптимальне керування електроустановками* : III міжнародна науково-технічна конференція, м. Вінниця, 14-15 жовт. 2015р. Вінниця, 2015.

22. Марченко А.А., Гулий В.С. Вплив вітроелектричної станції з асинхронним генератором на якість електроенергії при її паралельній роботі з електричною мережею. *Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики* : міжнародна науково-технічна конференція молодих учених, аспірантів і студентів. Київ. 2014. С. 34–37.

23. Марченко А. А., Гулий В. С. Моделювання роботи вітротурбіни з електричною мережею в середовищі PowerFactory. *Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики* : міжнародна науково-технічна конференція молодих учених, аспірантів і студентів. Київ. 2013. С. 47–50.

24. Марченко А.А., Гулий В.С. Імітаційне моделювання системи управління вітротурбіною. *Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики* : міжнародна науково-технічна конференція молодих учених, аспірантів і студентів. Київ. 2012. С. 47–50.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	19
ВСТУП.....	21
РОЗДІЛ 1 СТАН ТА НАПРЯМКИ РОЗВИТКУ СИСТЕМ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ.	29
1.1. Аналіз стану об'єднаної енергосистеми України та роботи системи автоматичного регулювання частоти та потужності.....	29
1.2. Підходи та вимоги до регулювання частоти та потужності в енергосистемі.....	40
1.2.1 Підходи до регулювання частоти в енергосистемах	40
1.2.2 Аналіз вимог до регулювання частоти в енергосистемах різних країн	42
1.3. Вторинне регулювання частоти в ОЕС з залученням ТЕС, як засіб підвищення ефективності регулювання частоти та потужності	53
Висновки по 1 розділу	59
РОЗДІЛ 2 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ З ВРАХУВАННЯМ КОТЕЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ	60
2.1. Математичні моделі елементів САРЧП та ЕЕС.....	60
2.1.1 Математична модель синхронного генератора.....	61
2.1.2 Математична модель навантаження електроенергетичної системи... ..	63
2.1.3 Математична модель ЛЕП та трансформаторів.....	63
2.1.4 Математичні моделі елементів САРЧП.....	65
2.2 Розробка динамічної моделі ОЕС та її верифікація за даними СМПР	69
2.3 Розробка моделі енергоблоку ТЕС з врахуванням котельного обладнання та її верифікація з використанням даних випробувань.....	76

2.4 Розробка моделі системи автоматичного регулювання частоти та активної потужності.....	80
Висновки по 2 розділу	84
РОЗДІЛ 3 РОЗРОБКА МЕТОДУ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ З ВРАХУВАННЯМ КОТЕЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ	85
3.1 Аналіз підходів до побудови регулятора частоти та потужності з врахуванням котельного обладнання енергоблоків ТЕС.....	85
3.2 Вторинне регулювання частоти та потужності в ОЕС на основі прогнозуючої моделі.....	92
3.3 Оптимальне керування енергоблоками ГЕС та ТЕС.....	98
Висновки по 3 розділу	107
РОЗДІЛ 4 РОЗРОБКА РЕГУЛЯТОРА ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ З ВРАХУВАННЯМ КОТЕЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ ЕНЕРГОБЛОКІВ ТЕС ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЙОГО РОБОТИ.....	108
4.1 Розробка регулятора на основі прогнозуючої моделі	108
4.2 Дослідження впливу блоків ГЕС та ТЕС на ефективність регулювання частоти і потужності	117
4.2.1 Дослідження впливу блоків ГЕС та ТЕС без врахування котельного обладнання на ефективність регулювання частоти і потужності з ПІ регулятором	119
4.2.2 Дослідження впливу блоків ГЕС та ТЕС з врахуванням котельного обладнання на ефективність регулювання частоти і потужності з ПІ регулятором	124
4.2.3 Дослідження впливу блоків ГЕС та ТЕС з врахуванням котельного обладнання на ефективність регулювання частоти і потужності з регулятором УПМ	125
4.3 Рекомендації по підвищенню ефективності функцій та структури САРЧП	126

Висновки по 4 розділу	131
ВИСНОВКИ.....	133
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	135
ДОДАТОК А ОПИС МОДЕЛІ РЕГУЛЯТОРА УПМ В МАТЛАВ.....	150
ДОДАТОК Б НАЛАШТУВАННЯ ПЗ POWERFACTORY ТА МАТЛАВ	152
ДОДАТОК В РЕЗУЛЬТАТИ МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЕС З РІЗНИМИ РЕГУЛЯТОРАМИ САРЧП.....	156
ДОДАТОК Г ДОВІДКИ ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЙНОГО ДОСЛІДЖЕННЯ.....	176
ДОДАТОК Ґ СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ	181

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ACE	–	(англ. Area Control Error) помилка області регулювання
AGC	–	(англ. Automatic Generation Control) автоматичне регулювання генерації електроенергії в енергосистемі
CHR	–	(англ. Chien-Hrones-Reswick) методика налаштування параметрів ПД-регуляторів
ENTSO-E	–	(англ. European Network of Transmission System Operators for Electricity) Європейська мережа операторів систем передачі електроенергії
MPC		(англ. Model Predictive Control) Управління на основі прогнозуючої моделі
NERC		(англ. North American electric reliability corporation) Північноамериканська корпорація електричної надійності
SCADA		(англ. Supervisory Control and Data Acquisition) автоматизована система диспетчерського керування та збору даних
АВРЧП		автоматичне вторинне регулювання частоти та потужності
АЕС	–	атомна електрична станція
АРП	–	автоматичне регулювання потужності
АРЧП	–	автоматичне регулювання частоти та потужності
АРШ	–	автоматичний регулятор швидкості
ВДЕ	–	відновлювальні джерела енергії
ВЕС	–	вітроелектростанція
ГАЕС	–	гідроакумлювальна електростанція
ГЕС	–	гідроелектростанція
ГРАП	–	груповий регулятор активної потужності
ЕГТ	–	еквівалентна гідротурбіна

ЕЕС	–	електроенергетична система
ЗН	–	зона нечутливості
ЛЕП	–	лінія електропередач
МУТ	–	механізм управління турбіною
НПРЧ	–	нормоване первинне регулювання
ОЕС	–	об'єднана енергетична система
ПЗ	–	програмне забезпечення
ПІ	–	пропорційно-інтегральний (регулятор)
ПРЧ	–	первинне регулювання частоти
ПС	–	підстанція
САРЧП	–	система автоматичного регулювання частоти та потужності
СЕС	–	сонячна електростанція
СМПР	–	система моніторингу перехідних режимів
СЧХ	–	статична частотна характеристика
ТЕС	–	теплова електрична станція
ТЕЦ	–	теплоелектроцентраль
ТМ	–	телемеханіка
УПМ	–	управління на основі прогнозуючої моделі
ЦППС	–	центральні приймально-передавальні станції
ЦР	–	центральний регулятор

ВСТУП

Забезпечення стабільної та надійної роботи об'єднаної енергосистеми (ОЕС) є однією з ключових задач сучасної енергетики. Одним із критичних показників якості функціонування енергосистеми є частота електричного струму, яка повинна залишатися стабільною в межах допустимих відхилень. Коливання частоти свідчать про дисбаланс між виробництвом та споживанням електроенергії і можуть призводити до аварійних ситуацій, збоїв у роботі обладнання та порушення синхронної роботи енергоблоків.

Особливого значення регулювання частоти набуває в умовах зростаючої частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), що мають нестабільний характер генерації та практично не беруть участі у класичних механізмах регулювання. Це зумовлює зростання навантаження на традиційні електростанції, особливо теплові та гідроелектростанції, які залишаються основними учасниками регульованих процесів.

У структурі регулювання частоти виділяють три основні рівні: первинне, вторинне та третинне. Серед них вторинне регулювання відіграє ключову роль у поверненні частоти до номінального значення після дії збурень, а також у перерозподілі навантаження між енергоблоками відповідно до економічних і технічних критеріїв. Сучасні системи автоматичного вторинного регулювання дозволяють забезпечити централізоване управління генерацією в реальному часі та підтримувати баланс активної потужності в масштабах енергосистеми.

В умовах інтеграції України до Європейської енергосистеми ENTSO-E актуальність високоточного та швидкодіючого регулювання частоти суттєво зростає. Дотримання європейських норм щодо динаміки частоти та резервів стає не лише технічним, а й стратегічним завданням. У цьому контексті дослідження механізмів вторинного регулювання, оптимізація участі генеруючих джерел та впровадження сучасних підходів до автоматизованого управління є надзвичайно актуальними.

Актуальність теми. Сучасні зміни в структурі об'єднаної енергосистеми України, зростання частки відновлюваних джерел енергії та децентралізованої генерації висувають нові вимоги до надійної роботи енергосистеми. В цих умовах регулювання частоти та потужності в ЕЕС є важливою актуальною задачею.

Значний внесок у вирішенні проблеми підвищення ефективності регулювання частоти та потужності зроблено вітчизняними та закордонними науковцями зокрема: Кириленко О.В., Стогній Б. С., Буткевич О. Ф., Кулик М. М., Лепорський В. Д., Лежнюк П. Д., Яндутьський О. С., Павловський В. В., Р. Anderson, N. Kumar, A. Fouad, та інші.

В останні роки частина енергоблоків теплових електричних станцій пройшли модернізацію. Це дозволило покращити їх маневрові характеристики і дає можливість залучити їх до вторинного регулювання частоти та потужності та вирішити існуючу проблему дефіциту резервів вторинного регулювання частоти та потужності. Крім того в енергетиці України розвивається ринок допоміжних послуг, який передбачає залучення енергоблоків ТЕС до вторинного регулювання частоти та потужності. Зважаючи на те, що більшість енергоблоків ТЕС були спроектовані не для роботи в режимах регулювання частоти та потужності виникає необхідність проведення комплексного дослідження участі енергоблоків ТЕС у вторинному регулюванні частоти та потужності.

Таким чином актуальною науково-практичною проблемою є розробка моделей елементів системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП), методів та засобів регулювання частоти в енергосистемі при залученні блоків ТЕС до вторинного регулювання частоти з врахуванням характеристик котельного обладнання. Вирішення цієї проблеми дозволяє задовольнити чинні вимоги до регулювання частоти та потужності в ОЕС України та підвищити ефективність вторинного регулювання частоти та потужності.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дослідження за темою дисертаційної роботи виконувалися на кафедрі автоматизації

енергосистем Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» Міністерства освіти і науки України у відповідності з планами науково-дослідних робіт за темами: «Наукові засади, підходи і методи зменшення впливу низькочастотних коливань потужності на режими роботи Об'єднаної енергетичної системи» (№ ДР 0114U002532, 2014-2016 рр.), «Дослідження дії первинного регулювання та демпфірування низькочастотних коливань потужності ОЕС України» (договір № 469 від 2015 р., замовник ДП НЕК «Укренерго» № ДР - 469, 2015-2018 рр.), «Методи та засоби оптимального керування гідроагрегатами ГЕС, енергоблоками ТЕС та ВДЕ при зміні частоти та перетоків потужності в Об'єднаній енергосистемі» (№ ДР 0117U004260, 2017-2019 рр). Частина досліджень виконувалася в рамках міжвузівського співробітництва з університетом Ворика (Великобританія) за напрямом «Дослідження участі повітряних накопичувачів енергії у регулюванні частоти в енергосистемі». При виконанні науково-дослідних робіт здобувач приймав участь у розробці динамічної моделі ОЕС України та її верифікації на основі реальних даних СМІР, зборі реальних параметрів налаштувань електричних станцій, розробці моделі САРЧП та регуляторів системного та станційних рівнів, а також був виконавцем окремих розділів.

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є розробка моделей та засобів регулювання частоти та потужності в енергосистемі із залученням енергоблоків ТЕС до процесів вторинного регулювання частоти та потужності з врахуванням особливості роботи котельного обладнання для підвищення ефективності їх роботи.

Для досягнення мети вирішено такі **основні задачі**:

1. Аналіз вимог до регулювання частоти та ефективність існуючих методів та підходів до побудови та налаштування САРЧП, стану та перспектив розвитку систем автоматичного регулювання частоти в енергосистемі.

2. Розробка математичних моделей енергоблоків ТЕС, які враховують вплив котельного обладнання на вихідні характеристики при участі ТЕС у вторинному регулюванні частоти.

3. Розробка підходу до регулювання частоти та активної потужності, який дозволить покращити ефективність вторинного регулювання частоти в енергосистемі з врахуванням котельного обладнання енергоблоків ТЕС та допустимі значення перетоків потужності у контрольованих перетинах, а також дослідження динамічних характеристик розробленого регулятора і аналіз ефективності його роботи.

4. Формування вимог до побудови САРЧП енергосистеми з врахуванням котельного обладнання блоків ТЕС, залучених до процесів регулювання частоти та потужності в енергосистемі.

Об'єкт дослідження – процеси регулювання частоти та потужності в електроенергетичній системі.

Предмет дослідження – методи та засоби підвищення ефективності вторинного регулювання частоти та потужності з врахуванням впливу роботи котельного обладнання на динамічні характеристики енергоблоку ТЕС при залученні його до процесів вторинного регулювання частоти та потужності в енергосистемі.

Методи дослідження. Вирішення поставлених задач базується на застосуванні: методів сучасної теорії керування, теорії нечітких множин, імітаційного моделювання режимів роботи енергосистеми, матричної алгебри та синтезі оптимальних регуляторів.

Наукову новизну складають такі положення:

1. Вперше розроблено моделі САРЧП та енергоблоків ТЕС, залучених до вторинного регулювання частоти та потужності, які на відміну від існуючих враховують особливості роботи котельного обладнання та дозволяють дослідити

вплив його роботи на вихідні характеристики блоків станцій при їх залученні до регулювання частоти.

2. На основі проведених досліджень процесів регулювання в САРЧП з використанням ПІ-закону та нечіткої логіки показана їх низька ефективність при залученні енергоблоків ТЕС до вторинного регулювання частоти та потужності з контролем перетоків у внутрішніх перетинах ЕЕС.

3. Розроблено підхід до автоматичного регулювання частоти та потужності (АРЧП) на основі методу прогнозуючих моделей (УПМ), використання якого на відміну від існуючих, враховує характеристики котельного обладнання енергоблоків ТЕС та дозволило зменшити час регулювання, пришвидшити реакцію системи регулювання на збурення та перерегулювання при вторинному регулюванні частоти, що підвищує ефективність регулювання частоти.

4. Отримані нові властивості САРЧП та вихідні характеристики енергоблоків теплових станції при залученні їх до вторинного регулювання частоти на основі яких сформовано вимоги до САРЧП.

Практичне значення отриманих результатів.

1. Розробка підходу до АРЧП з врахуванням динаміки котельного обладнання енергоблоків дозволив зменшити перерегулювання в САРЧП на 12%, скоротити час регулювання на 42%, що підвищило ефективність регулювання частоти при паралельній та ізольованій роботі енергосистеми.

2. Розроблений регулятор з використанням запропонованого підходу дозволив зменшити максимальне відхилення перетоку потужності по контрольованих перетинах на 56% у порівнянні з ПІ-регулятором, що в цілому підвищило стійкість ЕЕС.

3. Результати проведених досліджень дозволили сформулювати вимоги до САРЧП та залучити ТЕС до вторинного регулювання з прийнятними характеристиками.

4. Розроблений регулятор на основі прогнозуючих моделей з можливістю обміну даними між ПЗ PowerFactory та Matlab шляхом завантаження спеціальних скомпільованих бібліотек пришвидшив розрахунки більш ніж у 25 разів і може бути використаний в інших дослідженнях.

Результати роботи впроваджено в навчальний процес у Національному технічному університеті України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» при викладанні дисциплін: «Теорія автоматичного керування», «Автоматичне управління в енергосистемах» та при виконанні кваліфікаційних та науково-дослідних робіт магістрантів кафедри автоматизації енергосистем факультету електроенерготехніки та автоматики, а також при виконанні науково-дослідних робіт з ДП НЕК «Укренерго».

Особистий внесок здобувача. Всі результати дисертаційної роботи отримані автором особисто. У наукових працях, опублікованих у співавторстві, здобувачу належать: у роботі [1] – запропоновано вдосконалений підхід до вторинного регулювання на основі методу прогнозуючих моделей, що дозволяє враховувати обмеження енергоблоків і резервів, обмеження у внутрішніх контрольованих перетинах та підвищити ефективність вторинного регулювання частоти та потужності в енергосистемі; [2] – підвищено надійність роботи регулятора в умовах значної втрати потужності генерації та збільшено ресурс роботи літій-залізофосфатних акумуляторних батарей, які застосовуються у якості накопичувачів електроенергії у СЕС; [3] – уточнено модель ОЕС України; у [4] уточнено модель енергоблоку ТЕС з врахуванням особливості роботи котельного обладнання при участі станції у вторинному регулюванні частоти та потужності, виконано порівняльний аналіз ефективності вторинного регулювання частоти та активної потужності при використанні різних методів налаштування параметрів регулятора системного рівня САРЧП та розроблено адаптивний регулятор на основі нечіткої логіки, використання якого забезпечує виконання чинних вимог до регулювання

частоти та активної потужності; [5] – проведено аналіз проблем участі енергоблоків ТЕС у вторинному регулюванні частоти та потужності, а також встановлено наявність ділянки спаду вихідної потужності енергоблоку ТЕС при появі керуючого впливу на збільшення потужності, що обумовлено роботою котельного обладнання; [6] – удосконалено модель енергоблоку ТЕС з врахуванням станційного рівня САРЧП та виконано пошук оптимальних параметрів налаштування системного стабілізатора з використанням сучасних методів оптимізації; у [7] удосконалено модель ОЕС України зі значною часткою ВЕС; [8] – виконано оптимізацію налаштування коефіцієнтів регулятора з використанням об'єктно орієнтованої бібліотеки нелінійних систем середовища Matlab, яка дозволяє визначити параметри регулятора, що відповідають критерію оптимальності; у [9] уточнено динамічну модель ОЕС України, яка включає моделі ТЕС з реальними параметрами налаштування, що приймають участь у нормованому первинному регулюванні частоти та потужності в ОЕС України.

Апробація результатів дисертації. Результати дисертаційного дослідження доповідались та отримали позитивну оцінку на: Міжнародній науково-технічній конференції "Оптимальне керування електроустановками" (м. Вінниця, 2015 р., 2017 р., 2025 р.); VII Міжнародній науково-технічній конференції «Підвищення ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах» (м. Луцьк, 2018 р.); 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS) (м. Харків, 2018 р.); Міжнародній науково-практичній конференції «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті» (м. Київ, 2018–2020 р.р., 2024–2025 р.р.); Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики» (м. Київ, 2012–2014 р.р., 2023–2024 р.р.).

Публікації. За результатами досліджень опубліковано 24 наукові праці, у тому числі 8 статей у наукових фахових виданнях (з яких 2 статті у періодичних виданнях України, які внесено до категорії «А» та міжнародної наукової бази

(Scopus), 1 стаття у періодичному науковому виданні іншої держави, яка входить до ОЕСР та Європейського Союзу), 16 тез доповідей у збірниках матеріалів конференцій.

Структура та обсяг дисертації. Дисертація складається із змісту, переліку умовних скорочень, вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел (122 найменувань) і 5 додатків. Загальний обсяг роботи становить 185 сторінок, у тому числі 134 сторінки основного тексту, 31 рисуноків та 10 таблиць.

РОЗДІЛ 1 СТАН ТА НАПРЯМКИ РОЗВИТКУ СИСТЕМ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ.

1.1. Аналіз стану об'єднаної енергосистеми України та роботи системи автоматичного регулювання частоти та потужності

З моменту отримання незалежності Україна має потужну енергосистему, яка включає усі види традиційних електричних станцій (ТЕС, ТЕЦ, АЕС, ГЕС, ГАЕС) і відновлювальних джерел енергії, а також розгалужену систему передачі електричної потужності класів напруг 750 кВ і нижче.

ОЕС України складається із 8 енергосистем [1], які об'єднані на паралельній роботі в загальну об'єднану енергосистему України (рис.1.1).



Рисунок 1.1 – Схема ОЕС України напруг 220 – 750 кВ

На 2021 рік загальна протяжність магістральних системоутворюючих ЛЕП 220-750 кВ становить 21271,02 км, а кількість ПС цих класів напруги становить 133 (табл.1), що посідає провідне місце в Європі та у світі.

Таблиця 1.1 – Кількість ПС та протяжність ЛЕП класів напруги 220-800 кВ.

Найменування	Довжина ліній електропередачі по трасі, км						Кількість підстанцій, шт.					
	Всього	в тому числі по напругах, кВ					Всього	в тому числі по напругах, кВ				
		750	500	400	330	220		750	500	400	330	220
Дніпровська ЕС	4036,59	1193,75	-	-	2842,84	-	21	2	-	-	19	-
Донбаська ЕС	3295,42	367,21	374,76	-	1181,49	1244,03	29	2	2	1	11	13
Західна ЕС	3301,41	788,1	-	338,95	1210,95	936,95	20	1	-	1	11	7
Кримська ЕС	1318,86	-	-	-	655,19	663,67	15	-	-	-	4	11
Південна ЕС	2474,01	316,22	-	-	1733,58	174,66	12	-	-	-	9	3
Південно-Західна ЕС	2186,97	757,79	-	-	1429,18	-	9	1	-	-	8	-
Північна ЕС	2158,3	99,7	-	-	1939,59	-	14	1	-	-	13	-
Центральна ЕС	2400,92	597,77	-	-	1791,95	-	13	1	-	-	12	-
Всього по НЕК «Укренерго»	21172,48	4120,54	374,76	338,95	12784,77	3019,31	133	8	2	2	87	34

ОЕС України включає 4 АЕС, які розташовані у центральних та західних регіонах країни і загальна їх сумарна потужність складає 13815 МВт (табл.1.2). ЗАЕС є однією з найпотужніших атомних станцій в Європі.

Найпотужнішими ТЕС були Курахівська, Харківська, Вуглегірська, Бурштинська. Загалом до паралельної роботи з ОЕС України під'єднано 98 ТЕЦ і 14 ТЕС [2] сумарною потужністю 31 ГВт [3].

Таблиця 1.2 – Потужність АЕС України

Станція	Сумарна встановлена потужність станції, МВт
ЗАЕС	6000
ПУАЕС	3000
ХАЕС	2000
РАЕС	2815
Загалом	13815

Значний потенціал гідроресурсу України (р. Дніпро, р. Дністер та р. Південний Буг) позитивно вплинув на розвиток гідроенергетики України. Загальна кількість складає: 8 ГЕС та 3 ГАЕС [4].

Сумарна їх потужність складає 5500 МВт [5]. Слід зазначити, що на даний момент іде робота над будівництвом нової гідроелектростанції.

На кінець 2021 року частка відновлюваних джерел енергії в Об'єднаній енергетичній системі України становила 16,1%. Із цього обсягу встановлена потужність ВЕС досягла 1673 МВт, промислових СЕС — 6381 МВт, домашніх СЕС — 1205 МВт. Крім того, потужність електростанцій, що працюють на біомасі, становила 152 МВт, біогазових станцій — 124 МВт, малих гідроелектростанцій — 121 МВт. У загальній структурі виробництва електроенергії частка АЕС складала 55,1%, ТЕС, ТЕЦ та когенераційних установок — 29,3%, ГЕС і ГАЕС станцій — 6,7%, а на відновлювані джерела енергії припадало близько 8% [6].

Для досягнення цілей Енергетичної стратегії України заплановано поступовий відхід від традиційної моделі електропостачання, що базується на централизованій генерації великої потужності, яка працює на викопному паливі. Натомість передбачається перехід до інноваційної архітектури енергосистеми, заснованої на принципах Smart Grid [7]. Ця модель передбачає інтенсивне використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), активне залучення споживачів до процесів генерації та управління режимами роботи мережі, а також широкомас-

штабний обмін інформацією між елементами енергосистеми. Окрім цього, продовжується розвиток атомної генерації шляхом завершення будівництва блоків АЕС та розглядається можливість залучення мобільних атомних енергетичних установок [8].

Технологія Smart Grid забезпечує можливість централізованого й інтегрованого управління енергосистемою в реальному часі. Її використання дозволяє вирішувати актуальні завдання енергетичного сектору: зростання обсягів споживання, оптимізацію економічних показників, підвищення надійності та безперервності постачання. Крім того, завдяки цифровим рішенням скорочуються технічні та комерційні втрати електроенергії, зростає ефективність експлуатації мереж і покращується загальна керованість системи [9].

В Україні процес впровадження сучасних закордонних технологій у ЕЕС розпочався порівняно недавно. Зокрема, починаючи з 2014 року, бельгійська компанія Tractebel займається розробкою та реалізацією кількох пілотних проєктів і технологій Smart Grid на рівні системного оператора – НЕК «Укренерго». Так само оператори систем розподілу поступово впроваджують елементи інтелектуальних електричних мереж [10].

У 2018 році Україна започаткувала співпрацю з енергетичними компаніями Південної Кореї щодо впровадження технологій Smart Grid у національну енергосистему. Очікується, що завдяки використанню корейського досвіду впровадження "розумних мереж", Україна зможе сформулювати ефективну концепцію їхнього комплексного розвитку до 2035 року. Передбачається також створення середньострокового Плану заходів, спрямованих на впровадження цих технологій із максимальною ефективністю та раціональним використанням ресурсів. Такі дії сприяють зниженню втрат електроенергії при її транспортуванні та розподілі [7].

Для забезпечення гармонізації нормативної бази України з європейськими вимогами у сфері електроенергетики необхідно здійснити повноцінне впровадження положень мережевих кодексів ЄС у національне правове поле. На 2022 рік в Україні впроваджено лише близько 40 % цих стандартів. Важливо також адаптувати технічні стандарти CENELEC і IEC — шляхом їх прийняття як національних або оновлення існуючих документів до актуальних версій. Паралельно слід переглянути й скасувати нормативи, що втратили актуальність і суперечать сучасним європейським підходам. У тих напрямках, де міжнародні документи не регламентують специфічні аспекти функціонування енергосистеми, доцільно розробити власні стандарти та методичні рекомендації, з урахуванням національних особливостей. Це дозволить виконати вимоги Європейського Союзу, поліпшити інформаційний обмін, кібербезпеку й ефективність управління [11].

Однією із важливих проблем впровадження технологій Smart Grid є забезпечення високого ступеню кібербезпеки як один із кроків енергетичної безпеки України [12]. Одним із шляхів вирішення цієї проблеми є застосування технологій blockchain в інтелектуальних енергетичних мережах (Smart Grid), що дозволяє забезпечити децентралізований обмін даними між усіма учасниками без потреби в централізованому контролі [13]. Така модель не лише підвищує прозорість і довіру, а й істотно посилює кібербезпеку системи – за рахунок незмінності записів і стійкості до зовнішніх втручань. У поєднанні з хмарними платформами blockchain також сприяє гнучкому управлінню доступом, масштабованості та захисту критично важливої інформації в реальному часі [14–16].

Використання технологій Smart Grid дозволяє значно покращити ефективність регулювання частоти та потужності завдяки впровадженню адаптивних та інтелектуальних методів керування [17, 18]. Наприклад, хмарно-інтелектуальний PI-регулятор забезпечує автоматичне налаштування параметрів, що дозволяє ефективно реагувати на випадкові коливання потужності, зокрема при високій частці ВДЕ, зменшуючи коливання частоти та підвищуючи стійкість системи

[19]. Крім того, інтеграція джерел розподіленої генерації в енергосистему і використання смарт-контрактів дозволяють більш гнучко керувати генерацією та споживанням, забезпечуючи баланс виробництва та споживання електроенергії у реальному часі [20]. Це дозволяє знизити витрати на регулювання частоти та підвищити загальну надійність електромережі. Системи регулювання частоти та потужності у Smart Grid мають більш високу адаптивність до мінливого характеру генерації джерел ВДЕ, що є критично важливим для сучасної енергосистеми [21], а впровадження сучасних систем балансування акумуляторних батарей дозволяє підвищити ефективність роботи станції вцілому [22].

Для забезпечення регулювання частоти та потужності в ОЕС України діє система автоматичного регулювання частоти і потужності (САРЧП) [23]. З 2005 року діапазон автоматичного вторинного регулювання величиною 432 МВт цілодобово підтримувався лише на 6 гідроагрегатах Дніпровської ГЕС-1 (по 72 МВт на кожному) [24, 25]. З 2019 року в Україні функціонує ринок допоміжних послуг [26]. Після проходження сертифікації було розширено кількість енергоблоків та гідроагрегатів, які приймають участь у вторинному регулюванні частоти та потужності.

Регулювання частоти в ОЕС України виконується поетапно, кожен етап характеризується своїми особливостями і функціями, при цьому всі вони тісно взаємопов'язані:

- Первинне регулювання активується за декілька секунд і виконується одночасно всіма учасниками, які працюють паралельно;
- Вторинне регулювання активується централізовано у відповідній області або блоці регулювання протягом кількох десятків секунд, що дозволяє розвантажити резерви первинного регулювання і відновити рівень частоти та баланс зовнішніх перетоків потужності;

– Третинне регулювання здійснюється в Області або Блоці, відновлюючи резерви вторинного регулювання шляхом централізованого коригування генерації, зовнішніх перетоків потужностей, величини навантаження.

Корекція за частотою здійснюється з врахуванням відповідних коефіцієнтів корекції по частоті кожної енергосистеми. Дані коефіцієнти розраховуються та затверджуються спеціалізованою Комісією з оперативно-технічної координації.

Структурна схема САРЧП в ОЕС України приведена на рис.1.2.

Основними елементами САРЧП в ОЕС України, структурна схема якої наведена на рис.1.2, є:

- центральний регулятор;
- регіональні регулятори;
- системи станційного управління електростанцій;
- блочні системи управління або агрегатні контролери;
- система збору і передачі інформації для САРЧП [27].

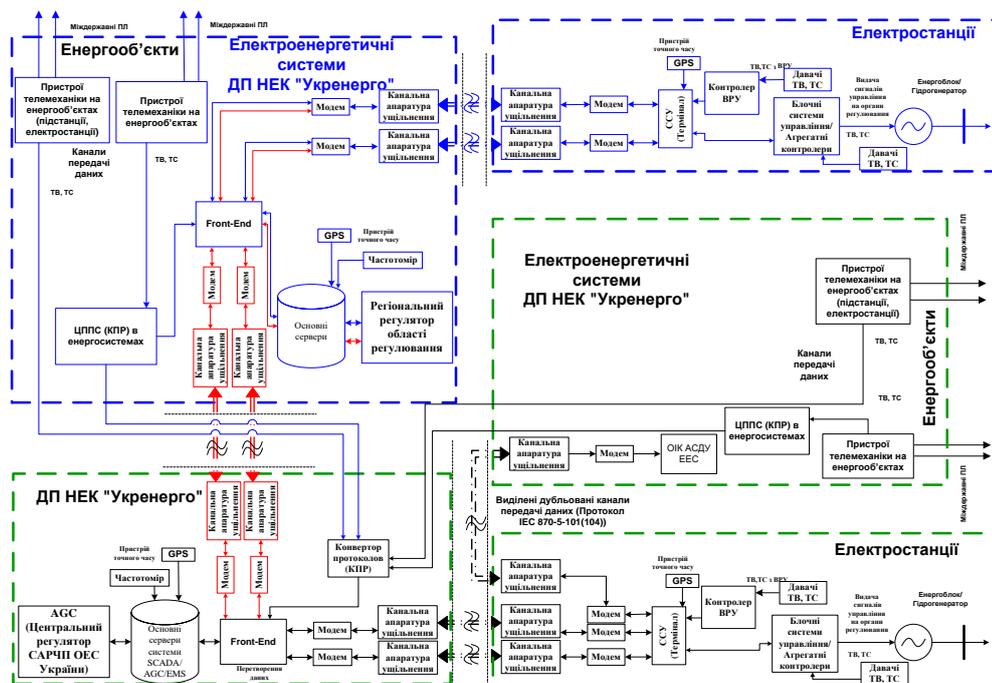


Рисунок 1.2 – Структурна схема САРЧП в ОЕС України

Структурними елементами САРЧП ОЕС України є:

- центральний регулятор (ЦР) САРЧП, розташований на диспетчерському пункті ДП НЕК «Укренерго»;
- регіональні регулятори (РР) САРЧП ЕЕС ОЕС України, як окремих областей регулювання;
- системи станційного управління (ССУ) електростанцій (в т.ч. приймально-передаючі пристрої);
- блочні системи управління або агрегатні контролери;
- система збору і передачі інформації для САРЧП, до якої входять: пристрої телемеханіки енергетичних об'єктів (електростанцій і підстанцій), які примикають до міждержавних повітряних ліній (ПЛ); канали інформаційного обміну разом з приймально-передавальною апаратурою між структурними елементами САРЧП ОЕС України; виділені канали передачі даних між ЦР САРЧП та об'єктами управління.

Центральний регулятор (ЦР) розташований на диспетчерському пункті ДП НЕК «Укренерго».

Збір вихідних даних, проведення необхідних розрахунків і формування команд для управління відбуваються за наступною схемою.

Значення рівня частоти в енергосистемі, контрольованих перетоків потужності по міждержавних лініях електропередач надходять через канали передачі даних з пристроїв телемеханіки (ТМ) та центральні приймально-передавальні станції (ЦППС) до системи SCADA/AGC/EMS. Пристрої ТМ розташовані на підстанціях або електростанціях, у той час як ЦППС встановлені в електроенергетичних системах.

Також між центральним регулятором (ЦР) САРЧП, який розташований на диспетчерському пункті ДП НЕК «Укренерго» та електростанціями, які приймають участь у вторинному регулюванні частоти та потужності, по виділених

дубльованих каналах передачі даних з періодом 2 с здійснюється передача даних з використанням протоколу IEC 870-5-101 [28].

Телевиміри (ТВ) та телесигнали (ТС) стану гідроагрегатів ГЕС і енергоблоків ТЕС, зокрема величини діапазонів регулювання та потужність навантаження станцій, надходять із систем станційного управління (ССУ) електростанцій до ЦР САРЧП. Центральний регулятор САРЧП, на основі даних від електростанцій та підстанцій, до яких приєднані міждержавні ЛЕП, виконує відповідні розрахунки та формує керуючі дії.

Керуючі команди, розраховані ЦР САРЧП, надсилаються до ССУ на електростанціях через систему SCADA та виділені канали передачі даних. Відповідно до закладених алгоритмів, ССУ розподіляють ці команди між енергоблоками ТЕС та гідроагрегатами ГЕС, які залучені до автоматичного вторинного регулювання.

Після формування, керуючі впливи передаються від ССУ електростанцій до відповідних блочних систем управління або агрегатних контролерів, які транслюють ці сигнали на виконавчі механізми регулювання гідроагрегатів ГЕС або енергоблоків ТЕС.

Збір, обробка інформації та формування команд у системі SCADA/AGC здійснюються циклічно з інтервалом у 2 с. Інтервал видачі керуючих команд на відповідні об'єкти управління становить 4 с. Значення частоти надходить до ЦР з частотоміра, який встановлений на диспетчерському пункті ДП «НЕК «Укренерго». Також, передбачена можливість отримання значення частоти з електростанцій. Для забезпечення синхронізації процесів ЦР САРЧП отримує дані від пристрою точного часу.

Контроль виконання керуючих дій у системі AGC включає аналіз реакції електростанцій на передані команди. У разі виявлення відсутності реакції з боку електростанції на передану команду регулювання, після закінчення визначеного часу очікування ЦР виключає відповідний об'єкт з переліку активних елементів

управління. У подальшому ця команда, за необхідності, автоматично перерозподіляється між іншими електростанціями, які беруть участь у процесі автоматичного вторинного регулювання частоти та потужності.

Час відпрацювання керуючих команд ССУ типу «Centralog» становить 5 с [29–31]. Усі системи керування синхронізують внутрішній часовий інтервал за допомогою сигналів супутникової системи GPS [27].

Модернізація існуючих та створення нових структурних елементів САРЧП ОЕС України, прийняття базових технічних рішень в рекомендованій структурі виходить з принципів забезпечення:

- підвищення ефективності та надійності роботи;
- гнучкості;
- необхідної функціональності;
- можливості вдосконалення;
- збереження попередніх інвестицій;
- зменшення витрат;
- швидкості впровадження.

На рис.1.2 за допомогою зеленого кольору позначено структурні елементи САРЧП ОЕС України, які функціонують станом на поточний час. Синій колір ілюструє наявність додаткової області регулювання, прикладом якої є «острів Бурштинської ТЕС». У таких випадках область регулювання має окремий РР, який функціонує в одному з можливих режимів:

- регулювання сальдо перетоків по міждержавних перетинах (АРП);
- регулювання сальдо перетоків з корекцією за частотою (АРПЧ);
- регулювання частоти в межах визначеної області регулювання (АРЧ)

[32].

На підставі обчисленої РР помилки області регулювання (АСЕ) здійснюється формування та передача керуючих команд на відповідні об'єкти управління згідно з описаними вище алгоритмами.

Червоний колір на рис.1.2 вказує на потенційний сценарій, за якого області регулювання можуть бути об'єднані в єдину структуру або в основній частині ОЕС України можуть бути впроваджені додаткові РР. У такому випадку всі необхідні розрахунки та формування керуючих впливів здійснюватимуться ЦР САРЧП. Передача команд на об'єкти управління відбуватиметься через РР відповідних областей регулювання до ССУ.

Система вторинного регулювання має забезпечувати підтримання зовнішніх сальдо перетоків кожної області або блоку регулювання на заданому рівні при номінальній частоті. Внутрішній небаланс потужності має компенсуватися в межах відповідної області (блоку) не пізніше ніж через 15 хв [33].

Вторинне регулювання сумарного заданого зовнішнього перетоку потужності з корекцією по частоті здійснюється відповідно до критерію характеристик електричної мережі. При цьому основним регульованим параметром є помилка вторинного регулювання G , що відповідає значенню ACE (Area Control Error) для відповідної області або блоку регулювання. Помилка вторинного регулювання чисельно відображає небаланс потужності в межах цієї області/блоку та підлягає мінімізації до нуля [34]. Величина G розраховується за формулою:

$$G = \Delta P + K_{\text{Ч}} \times \Delta f, \quad (1.1)$$

де:

$\Delta P = P_{\text{пл}} - P$ – відхилення фактичного сумарного зовнішнього перетоку потужності P від планового значення $P_{\text{пл}}$, МВт;

$\Delta f = f - f_3$ – відхилення фактичного значення частоти f від номінального значення f_3 (у період корекції синхронного часу $f_3 = 50 \pm 0.01$ Гц);

$K_{\text{Ч}}$ – коефіцієнт частотної корекції, МВт/Гц;

$K_{\text{Ч}} \Delta f$ – значення частотної корекції (помилка регулювання частоти), МВт.

Помилка регулювання G набуває додатного значення, якщо загальна генерація в межах області або блоку регулювання перевищує споживання.

1.2. Підходи та вимоги до регулювання частоти та потужності в енергосистемі

1.2.1 Підходи до регулювання частоти в енергосистемах

Частота електричної мережі змінюється внаслідок появи небалансу між генерацією та навантаженням у енергосистемі. У разі перевищення виробництва електроенергії над споживанням відбувається підвищення частоти, тоді як надлишок навантаження спричинює її зниження. Підтримання стабільної частоти є критично важливим для забезпечення надійності роботи електрообладнання та загальної стійкості енергосистеми [35].

Процес регулювання частоти в енергосистемі при виникненні небалансу активної потужності в ЕЕС наведений на рис.1.3.

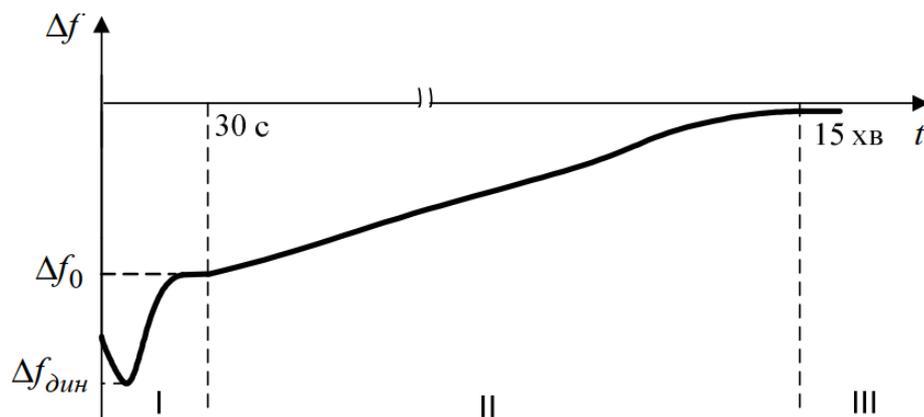


Рисунок 1.3 – Процес зміни частоти в енергосистемі.

Загалом регулювання частоти в енергосистемі поділяється на наступні складові [36]:

- Первинне регулювання частоти.

Задача первинного регулювання полягає в стабілізації відхилення частоти в допустимих межах та не дозволити подальшого відхилення за допустимі межі.

Первинне регулювання є децентралізованим та поділяється на загальне та нормоване.

Загальне первинне регулювання здійснюється за допомогою всіх електричних станцій. До цих станцій висуваються менш жорсткі вимоги на відміну від станцій, що залучені до нормованого первинного регулювання.

Станції, які приймають участь у нормованому первинному регулюванні частоти мають забезпечити чітко детерміновану реакцію по зміні вихідної активної потужності в залежності від величини відхилення частоти за визначений відрізок часу [37].

– Вторинне регулювання частоти.

Задача вторинного регулювання частоти – забезпечити поновлення рівня частоти до номінального, відновити планові перетоки потужності з суміжними енергосистемами та/або зонами регулювання, забезпечити поновлення резервів потужності первинного регулювання. Станції, які залучені до вторинного регулювання в нормальному режимі роботи повинні мати необхідний резерв потужності [38].

– Третинне регулювання частоти.

Основна задача третинного регулювання частоти полягає в поновленні резервів потужності вторинного регулювання завдяки використанню резервів третинного регулювання. Виконується за вказівкою диспетчера у ручному режимі [36, 39].

Структурна схема взаємодії первинного, вторинного та третинного регулювання приведена на рис.1.4.



Рисунок 1.4 – Структурна схема взаємодії первинного, вторинного та третинного регулювання.

Корекція часу виконується з метою усунення відхилення синхронного часу від астрономічного, яке накопичується протягом тривалого періоду експлуатації САРЧП. Зазначені відхилення є наслідком обмеженої точності та дискретності вимірювання фактичного значення частоти. Корекція часу здійснюється через зміну уставки частоти, завдяки чому усувається накопичене відхилення синхронного часу. Це забезпечує узгодження фактичних і планових значень перетоків потужності, зменшуючи відхилення між ними.

1.2.2 Аналіз вимог до регулювання частоти в енергосистемах різних країн

У кожній енергосистемі висувається ряд вимог щодо рівня та регулювання частоти. Проведемо аналіз вимог у провідних країнах світу.

У **ENTSO-E** (European Network of Transmission System Operators for Electricity) «Європейська мережа операторів систем передачі електроенергії» згідно чинних нормативних документів номінальне значення частоти становить 50Гц [40]. Контроль за дотриманням якості електроенергії здійснюється за допомогою координаційних центрів, які контролюють відповідні енергоблоки та зони.

Згідно вимог **первинне регулювання** активується при перевищенні відхилення частоти на 20 мГц [41], а повна активація резервів первинного регулювання повинна виконуватися при відхиленні частоти більше ніж на 800 мГц [41]. Сумарний резерв первинного регулювання становить 3000 МВт [42]. Максимальний розрахунковий небаланс складає 3000 МВт, а регулюючий ефект навантаження становить 1%/Гц. СЧХ енергосистеми в середньому становить 19500 МВт/Гц [43]. Основні вимоги до станцій, що приймають участь у первинному регулюванні представлені у табл.1.3.

Таблиця 1.3 – Основні вимоги до станцій, які приймають участь у первинному регулюванні частоти

Точність локальних вимірів	≤ 10 мГц
Нечутливість первинних регуляторів	≤ 10 мГц
Час активації 50% резерву потужності первинного регулювання	≤ 15 с
Час активації 100% резерву потужності первинного регулювання	≤ 30 с
Мінімальний час дії первинного регулювання	15 хв

Кожен резерв первинного регулювання з'єднаний з системним оператором для контролю резервної потужності та корекції крутизни СЧХ. За дозволом диспетчера можливий обмін резервною потужністю між сусідніми зонами.

Для реалізації **вторинного регулювання** використовується централізована система AGC шляхом зміни уставки активної потужності регулюючих станцій та регульованого навантаження. Вторинне регулювання не залежить від дії первинного і його час складає 15 хв [44].

Об'єднана енергосистема поділена на зони для яких задається коефіцієнт корекції за частотою (K_f) і визначається за виразом:

$$K_f = C_i \cdot K_{PS}, \quad (1.2)$$

де C_i - коефіцієнт участі i зони; K_{PS} - частотна характеристика усієї енергосистеми.

Небаланс активної потужності розраховується за виразом [45]:

$$ACE = \Delta P + K \cdot \Delta f, \quad (1.3)$$

де ΔP - помилка регулювання активної потужності, тобто небаланс потужності по контрольованим перетинам; $K \cdot \Delta f$ - помилка регулювання по частоті.

Вторинне регулювання здійснюється за наступними режимами:

- Регулювання частоти. Даний режим може бути активований оператором енергосистеми. При розрахунку величини небалансу ACE не враховується ΔP . Також даний режим діє при ізольованій роботі зони.
- Режим контролю перетоків по контрольованим перетинам може бути задіяним при неправильному вимірі значення частоти оператором. Величина небалансу ACE не враховує $K \cdot \Delta f$.
- Режим фіксації стану загалом активується при аварійних режимах роботи енергосистеми. Метод регулювання фіксується оператором для подальшого знаходження та ліквідації причин ненормальної роботи енергосистеми.
- Вимкнення вторинного регулювання може застосовуватись при виникненні системної аварії, що призвела на поділ енергосистеми на острови з різним значенням рівня частоти.

Підходи до організації вторинного регулювання частоти та активної потужності поділяють на 3 види:

– Централізований. При даній схемі організації для кожного блоку електричної станції, що приймає участь у вторинному регулюванні частоти завдання на зміну вихідної потужності надходить від центрального регулятора.

– Плюаристичний. Децентралізоване регулювання в декількох зонах контролюється єдиним оператором, який контролює блоки та їх взаємозв'язок з іншими блоками. Кожен блок здійснює регулювання в межах своєї зони з контролем перетоків із сусідніми блоками.

– Ієрархічний. Децентралізоване регулювання в якому кожний блок контролює декілька зон, а також може мати свій резерв потужності [12].

Для визначення величини резерву вторинного регулювання використовують чотири підходи, а саме [46]:

– Емпіричний, при якому резерв визначається за формулою:

$$R = \sqrt{a \cdot L_{\max} + b^2} - b, \quad (1.4)$$

де:

L_{\max} - максимально можлива потужність споживачів у зоні найбільшого споживання;

a, b - коефіцієнти визначені емпіричним шляхом ($a=10$ МВт, $b=150$ МВт).

– Імовірнісний підхід, при якому величина резерву повинна компенсувати АСЕ протягом 99.9% часу в році. Вона залежить від конкретної зони та її характеристик.

– Втраті найбільшого генератора. Величина резерву розраховується з врахування покриття небалансу, який виник внаслідок вимкнення найбільшого генератора або лінії постійного струму.

– Екстра ординарний підхід, де величина небалансу розраховується з врахуванням найбільш можливих змін перетоків, навантаження чи кліматичних змін.

Крім того контроль за перетоками між зонами в об'єднаній енергосистемі вирішують двома способами:

- Регулювання здійснюється за рахунок прямого (безпосереднього) зв'язку отримуючого системного оператора зі станцією віддаючого системного оператора. Виміри передаються обидвом операторам для адаптації вторинного регулювання цим самим реалізуючи концепцію віртуального перетину ліній зв'язку.

- Регулювання частоти за рахунок зв'язку приймаючого та віддаючого активну потужність операторів. Віддаючий оператор надсилає дані станції, яка заключила договір з ним чи приймаючою стороною.

Організація **вторинного регулювання** виконується у наступній послідовності:

- Кожна зона/блок повинні контролюватися своїми операторами, який організовує первинне, вторинне та третинне регулювання і контролює міжсистемні перетини;

- Оператор виконує регулювання станції з рахунок своєї системи керування;

- Задача вторинного регулювання в кожній зоні полягає у регулюванні частоти при коливаннях частоти та контролі (підтриманні) номінального значення перетоків по контрольованих перетинах. Час активації дій не пізніше 30с, час ліквідації небалансу не більше 15 хв;

- Участь генератора у вторинному регулюванні частоти та потужності у сусідній енергосистемі може здійснюватися з відома обох операторів та повинен враховувати режим роботи двох енергосистем (завантаження ліній зв'язку, контроль доступного резерву).

Вторинне регулювання частоти здійснюється за законом III регулювання. Інтегральна складова повинна обмежуватися та реагувати миттєво при великих відхиленнях чи зміні знаку *ACE*. Постійна часу складає від 50 до 200 с. Період

циклу регулятора складає від 1 до 5 с [47]. Параметри регулятора такі як номінальне значення сальдо перетоку та частота повинні задаватися як функції по часу відповідно до графіків. Параметри у ланці регулювання частоти повинні відображати дійсні (реальні) характеристики зони. За замовчуванням прийнято обирати $K_{СЧХ}$ зони. Точність вимірювання частоти повинна становити від 1 до 1.5 мГц [48]. Кожен оператор визначає резерв вторинного регулювання самостійно враховуючи можливу втрату максимальної потужності генератора (принцип N-1). Для кожної зони при відхиленні частоти більше ± 200 мГц резерви вторинного регулювання повинні бути задіяні миттєво [49].

Об'єднана енергосистема **Канади та США NERC** (North American electric reliability corporation) включає 4 енергосистеми (Західну, Східну, Квебек та Техас) [50].

Первинне регулювання частоти та активної потужності здійснюється регуляторами турбін станцій та зміною потужності навантаження [51]. Загалом величина статизму складає 3%. Дискретність вимірів зміни частоти становить 0.01%, величина зона нечутливості становить 36мГц (0.06%) [52].

В залежності від типів станції величина статизму складає до 4-5% (табл.1.4) [53].

Таблиця 1.4 – Характеристики СЧХ енергосистеми NERC

Станція	Статизм, %
Гідро	<5
Теплові	<5
Газотурбінні	<4
ВДЕ	<5

Найчастішими причинами виникнення відхилення частоти є вимкнення генераторів, планові зміни у балансуванні енергосистеми, а також пуски та зупинки ГАЕС.

У табл.1.5 наведені характеристики СЧХ по енергосистемам [52].

Таблиця 1.5 – Характеристики СЧХ енергосистеми NERC

Енергосистема	Величина коефіцієнту СЧХ, МВт/Гц
Східна	27600
Техас	6500
Західна	14820
Квебек	1200

На диспетчера енергосистеми покладена функція контролю та забезпечення значення крутизни СЧХ не менше ніж встановлене значення в табл.1.6, або більше 1% від величини збурення.

Вторинне регулювання частоти здійснюється за допомогою регуляторів електричних станцій (AGC) через систему збору та обробки даних (SCADA), час збору даних якої складає 4с [54].

- Загальна величина небалансу (ACE) розраховується за формулою:

$$ACE = (NI_A - NI_S) - 10 \cdot B(F_A - F_S) - I_{ME}, \quad (1.5)$$

де:

NI_A , NI_S – номінальне та вимірне значення контрольованого перетоку потужності між енергосистемами (Сальдоперетік); F_A , F_S - номінальне та вимірне значення частоти в енергосистемах; B - крутизна; I_{ME} - коефіцієнт корекції (компенсує похибку вимірювань) [55].

До вторинного регулювання частоти залучені гідро- та теплові електричні станції. Величина резерву вторинного регулювання частоти в енергосистемі NERC вимірюється як Interconnection Frequency Response Obligation (IFRO) —

тобто необхідний відгук системи на зміну частоти, виражений у МВт на 0,1 Гц [56].

В Україні діє Кодекс системи передачі [57], який вимагає від генеруючих компаній ряд дій для підтримання належного рівня частоти в ОЕС України. Номінальний рівень частоти становить 50 Гц. Аналіз документів показав, що в ОЕС України для регулювання частоти та активної потужності виконується первинне (загальне та нормоване), вторинне та третинне регулювання частоти.

Згідно [57, 58] усі генеруючі станції мають брати участь у загальному первинному регулюванні частоти.

Розрізняють наступні параметри первинного регулювання:

- діапазон (резерв первинного регулювання на завантаження і розвантаження);
- зона нечутливості;
- точність локальних вимірювань частоти;
- мертва зона;
- час повного введення резерву;
- статизм;
- швидкість зміни первинної регулюючої потужності;
- час утримання первинної регулюючої потужності;
- стан – уведено/виведено.

Основною вимогою до електричних станцій, що залучені до загального первинного регулювання частоти, є стійка видача резерву активної потужності первинного регулювання при відхиленні частоти більше ніж на 0.2 Гц від номінального значення до моменту відновлення рівня частоти до значення мертвої зони протягом не менше 15 хв.

Нормоване первинне регулювання частоти здійснюється шляхом залучення виділених станцій, енергоблоки яких пройшли модернізацію і здатні забезпечити належну якість регулювання частоти [59].

Величина резерву потужності НПРЧ має становити при енергоб'єднанні з енергосистемою країн західної Європи 3000 МВт, а при ізольованому – 1000 МВт [57].

Мертва зона відхилення частоти для активізації НПРЧ становить 0.02 Гц. При відхиленні частоти за величину мертвої зони електричні станції мають змінити активну потужність згідно встановленого статизму. Час введення 50% необхідного резерву потужності НПРЧ не повинен перевищувати 15 с, а 100% - 30 с. Зона нечутливості регуляторів частоти виділених енергоблоків має бути менше 0.01 Гц. Система автоматичного регулювання частоти та потужності енергоблока повинна мати можливість задання статизму в межах від 4 до 6% з дискретністю не більше 1%.

Вторинне регулювання частоти в ОЕС України забезпечує підтримку частоти в заданому діапазоні, баланс активної потужності в енергосистемі, сальдо перетоки потужності по внутрішнім та зовнішнім лініям зв'язку та забезпечує відновлення резерву потужності загального та нормованого первинного регулювання. Час дії вторинного регулювання становить 15 хв [57, 60].

Загальні параметри вторинного регулювання:

- діапазон вторинного регулювання;
- максимальна швидкість зміни потужності;
- точність підтримання заданої потужності;
- стан – увімкнено/вимкнено.
- Система вторинного регулювання реагує на зміну небалансу своєї зони дії та не повинна реагувати на зміни небалансу в сусідніх зонах чи енергосистемах. Регульованим параметром виступає величина помилки вторинного регулювання (*ACE*), яка чисельно дорівнює небалансу потужності зони регулювання і повинна бути зведена до 0 шляхом дії вторинного регулювання частоти за час не більше 15 хв. Ця величина розраховується за виразом:

$$ACE = \Delta P + K_v \cdot \Delta f, \quad (1.6)$$

де: ΔP – відхилення сумарного зовнішнього перетоку потужності від номінального значення, K_f – коефіцієнт частотної корекції, Δf – відхилення частоти від номінального значення.

Резерв вторинного регулювання згідно [57] повинен становити: на завантаження – не менше 1000 МВт, на розвантаження – не менше 500 МВт.

Структура САРЧП ОЕС України може бути організована за одним із наступних принципів таких як:

- Централізований – вся енергосистема є однією зоною (областю) вторинного регулювання, в якій функціонує єдиний центральний регулятор.
- Плюралістичний – енергосистема поділена на декілька зон з власними центральними регуляторами, які здійснюють вторинне регулювання в межах своєї зони регулювання, а САРЧП ОЕС сумарний зовнішній переток із всіма суміжними зонами регулювання з корекцією по частоті.
- Ієрархічний – плюралістичний принцип в якому САРЧП ОЕС додатково впливає на центральні регулятори зон регулювання чи їх станції.

САРЧП має відповідати вимогам приведеним в табл 1.6.

Таблиця 1.6 – Перелік основних вимог до САРЧП

Параметр/вимога	Значення/стан
1	2
Період циклу вимірювання параметрів і передавання інформації	< 1 с
Допустимий діапазон періоду виконання програм, центрального регулятора САРЧП	1..5 с
Затримка передачі керуючих дій від центрального регулятора до регулюючих станцій	< 5 с
Точність вимірювання частоти	Не гірше 0,001 Гц
Точність вимірювання активної потужності регулюючої станції або енергоблоку	Не гірше 1% $P_{ном}$

Продовження таблиці 1.6

1	2
Точність вимірювання кожного з перетоків потужності по межах ОЕС	Не гірше 1%
Наявність дубльованих каналів для передачі вимірюваних перетоків потужності	Так
Наявність дубльованих каналів передачі даних між САРЧП та об'єктами керування	Так
Діапазон значень постійної часу інтегрування регулятора частоти та сальдо перетоків вторинного регулятора частоти	50..100 с
Діапазон значень коефіцієнта підсилення (при використанні ПІ-закону регулювання) регулятора частоти та сальдо перетоків	0..0,5

Забезпечення резерву вторинного регулювання відбувається шляхом залучення виділених електростанцій для вторинного регулювання частоти: не менше ніж 30 енергоблоків ТЕС потужністю 200 та 300МВт, а також гідроагрегатах ГЕС. Визначення переліку електростанцій для вторинного регулювання враховує такі параметри як: маневрові характеристики, регульовальний діапазон, а також їх географічне розміщення для ліквідації перевантаження виділених перерізів.

Третинне регулювання здійснюється для відновлення резервів потужності первинного і вторинного регулювання шляхом залучення участі електричних станцій третинного регулювання та споживачів-регуляторів у ручному, або автоматичному режимі [11].

Згідно [58] рекомендується активувати третинне регулювання при зменшенні резерву вторинного регулювання до 10% від усього діапазону регулювання.

Резерв третинного регулювання повинен становити: на завантаження – не менше 1000 МВт, на розвантаження – не менше 500 МВт.

Регульовальний діапазон агрегатів ГЕС та ГАЕС при участі у первинному

та вторинному регулюванні задіюється без обмеження швидкодії не перевищуючи максимально допустиме значення для кожного агрегату. При участі в третинному регулюванні гідроагрегати повинні забезпечувати допустиму швидкість.

Для енергоблоків ТЕС зміна потужності в межах $\pm 7\% P_{\text{ном}}$ відбувається без обмеження швидкості та кількості циклів завантаження/розвантаження у нормальних режимах роботи для нормованого первинного та вторинного регулювання частоти. Крім того при аварійних режимах роботи це відхилення потужності становить $\pm 10\% P_{\text{ном}}$. При участі енергоблоків тільки у вторинному регулюванні частоти з метою запобігання порушенню статичної стійкості зміна потужності в межах $\pm 7\% P_{\text{ном}}$ відбувається без обмеження швидкості та кількості циклів завантаження/розвантаження, подальші відхилення у тому ж напрямі до величини $\pm 10\% P_{\text{ном}}$ відбуваються при обмеженні швидкості зміни енергоблоку з величиною $1\% P_{\text{ном}}/\text{хв}$. При участі енергоблоків у третинному регулюванні частоти обмеження швидкості зміни потужності до $4\% P_{\text{ном}}/\text{хв}$. Подальша зміна потужності в тому ж напрямі відбувається зі швидкістю $1\% P_{\text{ном}}/\text{хв}$.

Для енергоблоків АЕС з реакторами типу ВВЕР-1000, які приймають участь у НПРЧ зміна потужності в діапазоні $\pm 2\% P_{\text{ном}}$ не обмежується за швидкістю і кількістю циклів завантаження/розвантаження. Для енергоблоків з реакторами типу ВВЕР-440 швидкість зміни потужності, а також кількості циклів завантаження/розвантаження, не обмежуються при зміні потужності енергоблоку в межах $\pm 4\% P_{\text{ном}}$.

1.3. Вторинне регулювання частоти в ОЕС з залученням ТЕС, як засіб підвищення ефективності регулювання частоти та потужності

Регулювання частоти в ОЕС України здійснюється у режимі автоматичного регулювання активної потужності з корекцією по частоті [61].

Бурхливий розвиток відновлювальних джерел енергії та їх встановлення в ОЕС України, що спостерігається за останні роки, висуває нові вимоги до САРЧП, так як основна частина турбін вітрових та сонячних станцій під'єднані до мережі через інверторні перетворювачі, які мають низьку інерцію [62]. Це призводить до підвищеної чутливості енергосистеми до коливань навантаження, зниження здатності утримувати частоту у встановлених межах і потребує перегляду підходів до формування первинного та вторинного резервів потужності [63].

Для вирішення цієї проблеми запропоновано використовувати підхід "віртуальної інерції" – за допомогою адаптивних регуляторів, які імітують динаміку синхронних генераторів на основі інерційного відгуку інверторних джерел. Такий підхід дозволяє частково компенсувати втрати інерції та покращити частотну стабільність.

У [27] досліджено ефективність трьох типів обмежень, які можуть застосовуватись до ВДЕ: абсолютне обмеження потужності (ліміт на максимальну генерацію), дельта-обмеження (імітація віртуальної інерції), а також обмеження швидкості зміни потужності (градієнтне). Комбіноване використання цих стратегій дає змогу зменшити варіативність генерації, що особливо актуально при різких змінах погодних умов, і забезпечити можливість використання ВДЕ для частотного регулювання.

Не менш важливим є питання узгодженого керування різними типами генераторів – ВДЕ, тепловими (ТЕС) та гідроелектростанціями (ГЕС). У [64] запропоновано концепцію оптимізації міжсистемних перетоків і формування резервів у режимі реального часу з урахуванням можливостей усіх типів генераторів. Це дозволяє ефективно координувати генерацію, знижувати втрати потужності в мережі, а також забезпечувати сталість частоти навіть при високій частці ВДЕ в балансі.

Тому у випадку росту частки відновлювальної енергетики у складі генеруючих потужностей, а також частковому витісненні агрегатів традиційних джерел енергії, в ОЕС України буде спостерігатися зниження інерційності, що негативно вплине на регулювання частоти в енергосистемі в цілому. Для вирішення цієї проблеми необхідно виконати заходи по підвищенню величини резервів первинного та вторинного регулювання частоти та потужності.

Усунення вказаних проблем дасть змогу інтегрувати енергоблоки ТЕС у процеси вторинного регулювання частоти й потужності, розширити регулювальний діапазон і підвищити ефективність регулювання частоти в ОЕС України з дотриманням чинних нормативних вимог [57, 58].

Під час дослідження ефективності вторинного регулювання частоти та активної потужності із залученням енергоблоків ТЕС здебільшого застосовуються спрощені моделі, які у кращому випадку враховують деякі нелінійності, зокрема обмежувач швидкості зміни вихідної потужності та мертвої зони станційного регулятора [65, 66]. Проведений аналіз реальних даних енергоблока ТЕС потужністю 355 МВт [67] показав наявність ділянки спаду вихідної потужності при надходженні сигналу керуючого впливу на збільшення потужності.

Графік зміни потужності енергоблока ТЕС при надходженні від системи керування енергоблока керуючого впливу на зміну величини вихідної потужності наведено на рис.1.5. Подібні результати були зафіксовані також для інших енергоблоків різної потужності та при натурних випробуваннях з метою перевірки енергоблоків ТЕС щодо виконання вимог до первинного та вторинного регулювання частоти та потужності.

Зниження вихідної потужності енергоблока на інтервалі 1600–1800 с зумовлене впливом котельного обладнання на турбіну. При збільшенні активної потужності регулюючий клапан зміщується на визначену величину від початкового положення, що призводить до подачі більшого об'єму енергоносія на турбіну і відповідного зростання вихідної потужності енергоблока. Проте через певний

проміжок часу тиск пари починає знижуватися, і система керування котлом подає сигнал на закриття регулюючого клапана, оскільки топка котла не здатна забезпечити швидкий набір тиску енергоносія.

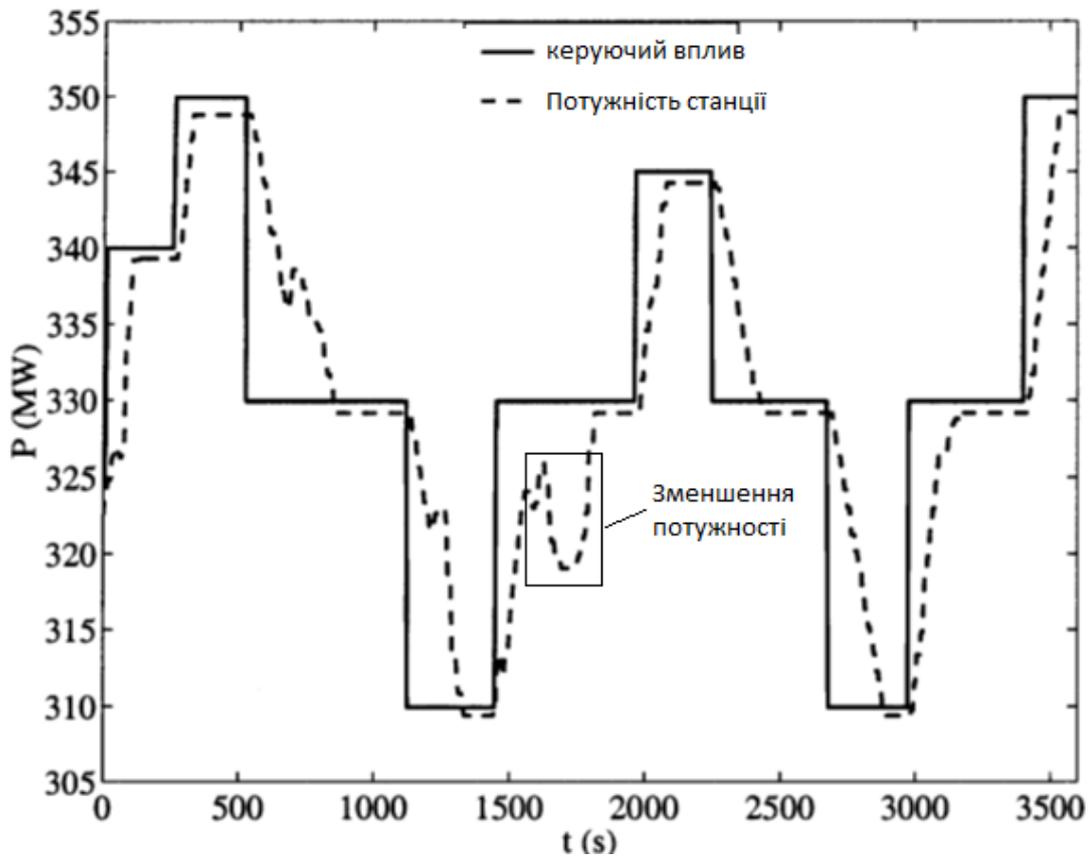


Рисунок 1.5 – Графік зміни вихідної потужності енергоблока ТЕС та сигналу керуючого впливу системи керування.

Отже при налаштуванні параметрів регулятора САРЧП та станційних регуляторів ТЕС необхідно враховувати вплив котельного обладнання ТЕС при їх залученні до вторинного регулювання частоти та потужності оскільки при зменшенні вихідної потужності енергоблоків регулюючих станцій призводить до коригування САРЧП керуючих впливів на для забезпечення ефективного регулювання частоти та потужності в ЕЕС. Це призводить до зменшення маневреності

енергосистеми та зниження ефективності вторинного регулювання частоти і потужності.

Під час переведення ТЕС у маневровий режим виникає проблема, яка пов'язана зі статичною похибкою регулювання та швидким зносом виконавчого обладнання, що обумовлено хибною роботою диференціатора системи управління швидкістю ротора турбоагрегата. Для зменшення часу регулювання та демпфування коливань у регуляторі швидкості ротора застосовують диференціальний зворотний зв'язок. Використання механіко-гідравлічних систем призводить до значної похибки вимірювання похідної швидкості ротора та хибного спрацювання диференціатора.

Впровадження електрично-гідравлічних систем замість механіко-гідравлічних частково компенсувало ці недоліки. Разом із тим, під час регулювання частоти обертання ротора турбіни постає проблема визначення коефіцієнта передачі диференціатора у гнучкому зворотному зв'язку електромеханічної системи управління швидкістю турбіни.

Дослідження [68, 69] показали, що у нелінійній системі, що моделює турбіну, значення коефіцієнта передачі зворотного зв'язку змінюється залежно від прискорення ротора. Якщо цей коефіцієнт фіксувати на одному значенні, спостерігаються коливання тиску масла у виконавчій частині системи керування, що значно впливає на постійну часу сервомоторів і призводить до суттєвої статичної похибки регулювання та швидкого вичерпання ресурсу виконавчого обладнання.

Дослідження [68, 69] показали, що у випадку нелінійної системи, що представляє собою математична модель турбіни, значення коефіцієнта передачі зворотного зв'язку змінюється залежно від прискорення ротора. Якщо цей коефіцієнт фіксувати на одному значенні, спостерігаються коливання тиску оливи у виконавчій частині системи керування, що значно впливає на постійну часу серводвигунів і призводить до суттєвої статичної похибки регулювання та швидкого вичерпання ресурсу виконавчого обладнання.

Таким чином виникає проблема визначення коефіцієнтів системи керування за умов параметричної невизначеності об'єкта керування, вирішення якого сприятиме покращенню регулювальних характеристик енергоблоків ТЕС і дозволить їх залучення до вторинного регулювання частоти та потужності в ЕЕС.

Зі зростанням частки відновлюваних джерел енергії в енергосистемах світу, зокрема в Україні, виникає низка викликів, пов'язаних зі зниженням системної інерції, нестабільністю частоти та необхідністю коректного визначення обсягів резервів потужності.

Одним із найсерйозніших наслідків впровадження ВДЕ є зменшення сумарної інерції енергосистеми, оскільки переважна більшість вітрових і сонячних станцій підключаються до мережі через інверторні пристрої, що не створюють моменту інерції, як це роблять синхронні генератори.

Для вирішення поставленої науково-практичної задачі необхідно:

- Розробити математичні моделі енергоблоків ТЕС, які враховують вплив котельного обладнання на вихідні характеристики при участі ТЕС у вторинному регулюванні частоти.

- Розробити метод регулювання частоти та активної потужності, який дозволить покращити ефективність вторинного регулювання частоти в енергосистемі з врахуванням котельного обладнання енергоблоків ТЕС та дослідити динамічні характеристики розробленого регулятора і оцінити його ефективність роботи.

- Сформулювати вимоги до побудови САРЧП енергосистеми з врахуванням котельного обладнання блоків ТЕС, залучених до процесів регулювання частоти та потужності в енергосистемі.

Висновки по 1 розділу

1. Аналіз стану ОЕС України та роботи САРЧП показав, що в ОЕС України спостерігається дефіцит регулюючої потужності, що знижує регулюючі характеристики енергосистеми при виникненні значних збурень.
2. Проведений аналіз підходів та вимог до регулювання частоти та потужності різних країн. Показано необхідність покращення регулюючих характеристик існуючої САРЧП.
3. Встановлено, що одним із напрямків підвищення ефективності роботи САРЧП в умовах параметричної невизначеності є залучення енергоблоків ТЕС до вторинного регулювання.
4. Проведено аналіз зміни активної потужності енергоблоків ТЕС при зміні керуючих впливів. Встановлено наявність ділянок зниження вихідної потужності, яка обумовлена роботою котельного обладнання. Крім того, таке регулювання потужності проходить з перерегулюванням. Для підвищення ефективної роботи САРЧП сформовані задачі досліджень.

РОЗДІЛ 2 МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМИ З ВРАХУВАННЯМ КОТЕЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ

Математичні моделі енергосистем відіграють ключову роль у дослідженні динамічних процесів, забезпечуючи точний опис поведінки системи, зокрема в умовах зміни навантаження та появи зовнішніх збурень. Такі моделі представляють собою комплексні функціональні та математичні структури, які відображають взаємодію основних елементів енергосистеми. Завдяки цьому стає можливим аналіз перехідних процесів, оцінка ефективності регулювання частоти та прогнозування реакції системи на зміни режимів роботи.

2.1. Математичні моделі елементів САРЧП та ЕЕС

Математичні моделі енергосистеми зазвичай представлені у вигляді системи диференціальних та алгебраїчних рівнянь, що відображають електромеханічні процеси, роботу регуляторів, навантажень та інших елементів ЕЕС. Рівень деталізації таких моделей значно впливає на результати досліджень. Детальні моделі забезпечують високу точність відтворення фізичних процесів і дозволяють враховувати широкий спектр параметрів елементів ЕЕС, але потребують значних обчислювальних ресурсів і часу для проведення розрахунків. Спрощені моделі дають змогу швидко оцінювати загальні тенденції та поведінку системи, проте спрощення структури може призвести до втрати важливих динамічних характеристик і зниження достовірності результатів при дослідженні перехідних режимів роботи ЕЕС.

Саме тому важливим завданням при дослідженні режимів роботи ЕЕС є створення та удосконалення існуючих моделей складових ЕЕС, зокрема елементів системи регулювання частоти та активної потужності.

2.1.1 Математична модель синхронного генератора

Динамічні моделі синхронних генераторів (СГ) використовуються при дослідженні перехідних процесів в енергосистемі та розробці систем керування, при цьому для кожного напрямку застосування необхідні моделі, які адекватно відображають динамічні явища, важливі для конкретної задачі. Це призвело до поширення різних моделей СГ з різним рівнем складності, обчислювальними витратами та розмірністю простору станів [70].

Системи диференціальних рівнянь, які описують електромагнітні процеси в синхронних генераторах і сформовані відносно фазних струмів та напруг, містять коефіцієнти, що змінюються з певною періодичністю. До таких коефіцієнтів належать індуктивності та взаємні індуктивності обмоток машини. Розв'язання подібних систем, навіть із застосуванням сучасних обчислювальних засобів, є складним завданням. З метою спрощення аналізу динаміки синхронних генераторів вплив реакції якоря по поздовжній (d) та поперечній (q) осях розглядається окремо.

Багатофазний багатополюсний синхронний генератор для спрощення математичного опису замінюють еквівалентною двополюсною машиною, яка має дві взаємно перпендикулярні обмотки якоря. При цьому вектори струмів, напруг та потокозчеплення подають у вигляді їх проєкцій на взаємно перпендикулярні осі d і q , які жорстко зв'язані з віссю ротора та обертаються разом з ним із кутовою швидкістю ω , що відповідає частоті струму (магнітного поля). Проєкції падіння напруги $\Delta U_{рЯ}$ на осі d і q прирівнюють до еквівалентних індуктивних опорів реакції якоря по d і q осях відповідно [71]:

$$\begin{aligned}\Delta U_{рЯ}^q &= I_d \cdot X_{ad} \\ \Delta U_{рЯ}^d &= I_q \cdot X_{aq}\end{aligned}, \quad (2.1)$$

де $X_{ad} = w \cdot L_{ad}$, $X_{aq} = w \cdot L_{aq}$ – індуктивні опори реакції якоря по d і q осях; L_{ad} , L_{aq} – індуктивність обмоток якоря в положеннях ротора, коли вісь обмотки збігається за осями d або q .

Система рівнянь Парка–Горєва, яка використовується для опису перехідних, та усталених процесів у синхронному генераторі, має вигляд [72]:

$$\begin{cases} U_d = -I_d \cdot R_s - \frac{d\Psi_d}{dt} - w \cdot \Psi_q \\ U_q = -I_q \cdot R_s - \frac{d\Psi_q}{dt} - w \cdot \Psi_d \\ U_f = I_f \cdot R_f + \frac{d\Psi_f}{dt} \\ 0 = I_{rd} \cdot R_{rd} + \frac{d\Psi_{rd}}{dt} \\ 0 = I_{rq} \cdot R_{rq} + \frac{d\Psi_{rq}}{dt} \end{cases}, \quad (2.2)$$

де I_d , I_q , I_f , U_d , U_q , U_f – струми і напруги обмоток статора по d і q осях та збудження; R_s , R_{rd} , R_{rq} , R_f – активні опори обмоток статора, ротора та демпферних контурів; I_{rd} , I_{rq} – струми роторних контурів; Ψ_d , Ψ_q , Ψ_f , Ψ_{rd} , Ψ_{rq} – потокозчеплення СГ [72–74].

Механічна постійна інерції H СГ визначається за формулою:

$$H = \frac{W_k}{S_n} = \frac{J\omega^2}{2S_n}, \quad (2.3)$$

де W_k – кінетична енергія обертального руху агрегату; S_n – номінальна потужність; J – момент інерції [27].

Під час моделювання процесів регулювання частоти в ОЕС України застосовують як типові, так і спеціалізовані моделі СГ та їхніх систем регулювання.

2.1.2 Математична модель навантаження електроенергетичної системи

В ОЕС України споживачі електричної енергії поділяються на групи відповідно до їх реакції на зміну частоти [75, 76]. Для кожної групи характерною є певна залежність активної потужності навантаження від відхилення частоти в ЕЕС. Такий підхід забезпечує можливість більш точного врахування впливу навантаження на баланс потужності в ЕЕС і стійкість системи, а також підвищує достовірність математичних моделей, що використовуються при аналізі режимів роботи та розробці методів регулювання частоти.

Сумарне значення величини навантаження ЕЕС $P_{H\Sigma}$ визначається з виразу:

$$P_{H\Sigma} = \sum_{i=0}^N \alpha_i P_{i_{ном}} \left(\frac{f}{f_{ном}} \right)^i, \quad (2.4)$$

де α_i – коефіцієнт часткової участі i -ї групи споживачів; f , $f_{ном}$ – поточне та номінальне значення частоти в ЕЕС; $P_{i_{ном}}$ – активна потужність i -ї групи споживачів при $f_{ном}$.

Загалом при аналізі перехідних процесів в ЕЕС пов'язаних з регулюванням частоти максимальний степінь поліному (2.4) $N = 3...4$ [32, 76].

2.1.3 Математична модель ЛЕП та трансформаторів

Модель лінії електропередач при аналізі усталених режимів роботи ЕЕС представлена П-подібною схемою заміщення, яка складається із повздовжніх та поперечних параметрів: R , X , G , B . Параметри схеми заміщення ЛЕП розраховуються за формулами (2.5-2.8) [77].

$$R = r_0 \cdot l, \quad (2.5)$$

$$X = x_0 \cdot l, \quad (2.6)$$

$$G = g_0 \cdot l, \quad (2.7)$$

$$B = b_0 \cdot l, \quad (2.8)$$

де r_0, x_0, g_0, b_0 – погонні опори і провідності 1 км проводу, l – довжина ЛЕП.

Для моделювання двохобмоткових трансформаторів і автотрансформаторів використовується Г-подібна схема заміщення, що включає повздовжні та поперечні параметри: R, X, G, B , які розраховуються за формулами (2.9-2.14) [77].

$$R = U_{ном}^2 \cdot \frac{\Delta P_{КЗ}}{S_{ном}^2}, \quad (2.9)$$

$$X = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (2.10)$$

$$G = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{ном}^2}, \quad (2.11)$$

$$B = \frac{I_{XX}}{100} \cdot \frac{S_{ном}}{U_{ном}^2}, \quad (2.12)$$

$$K_{T\ ном} = \frac{U_{ном}}{U_{ном}^H}, \quad (2.13)$$

$$K_T = K_{Tном} \cdot \left(1 \pm n \cdot \frac{\Delta}{100} \right), \quad (2.14)$$

де $U_{ном}, U_{ном}^H$ – номінальні значення напруг обмоток трансформатора; U_K – напруга КЗ, $S_{ном}$ – номінальна потужність; $\Delta P_{XX}, \Delta P_{КЗ}$ – втрати активної потужності холостого ходу (XX) та КЗ, I_{XX} – струм XX, K_T – коефіцієнт трансформації; n, Δ – номер регульовального відгалуження та крок регулювання РПН.

2.1.4 Математичні моделі елементів САРЧП

Вторинне регулювання частоти та активної потужності здійснюється САРЧП, яка складається із системного та станційних рівнів. У разі відхилення частоти та перетоку потужності через контрольований перетин міжсистемних ЛЕП центральний регулятор системного рівня САРЧП, згідно з закладеним алгоритмом, обчислює величину позапланового завдання на зміну потужності електростанцій, залучених до вторинного регулювання частоти. Отримане значення позапланового завдання розподіляється серед електричних станцій, які залучені до вторинного регулювання частоти. Станційний рівень САРЧП розподіляє позапланове завдання серед блоків станції з врахуванням кількості саме тих блоків, які приймають участь у вторинному регулюванні частоти. Система автоматичного регулювання частоти та потужності (АРЧП) енергоблоку або гідроагрегату контролює їх вихідну потужність.

Модель системної частини САРЧП.

Структурна схема моделі системної частини САРЧП приведена на рис.2.1.

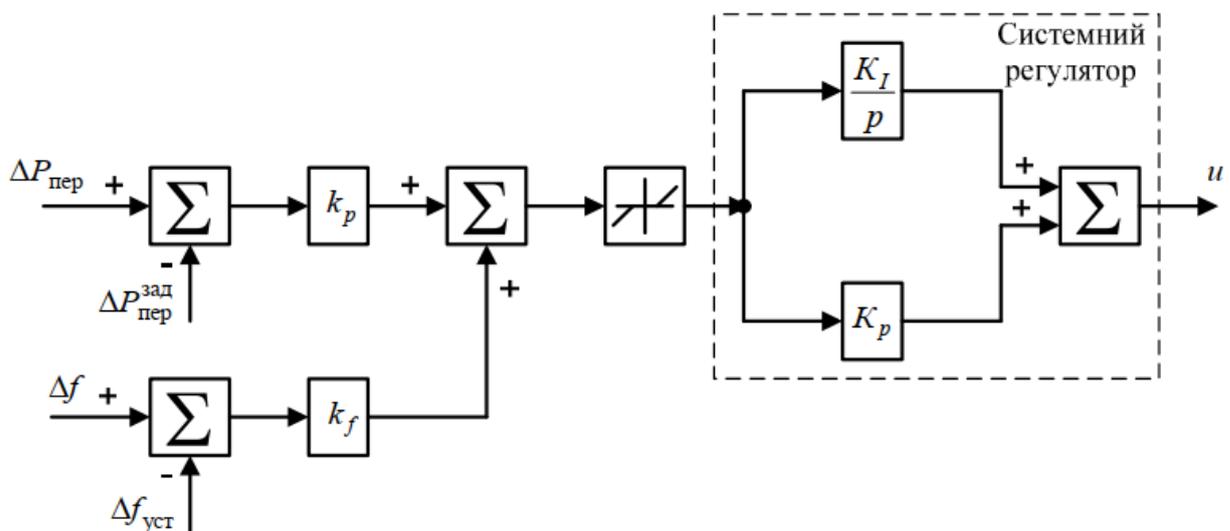


Рисунок 2.1 – Структурна схема системної частини САРЧП

На вхід моделі подаються сигнали значення частоти Δf та перетоку активної потужності контрольованих перетинів міжсистемних ЛЕП $\Delta P_{пер}$. У разі появи відхилень цих сигналів відносно значень уставок $\Delta f_{уст}$, $\Delta P_{зад\ пер}$ через коефіцієнти підсилення K_p та K_f і суматор, сигнал надходить на ПІ-регулятор. На виході регулятора формується u – позапланове завдання на зміну сумарної потужності станцій, що приймають участь у вторинному регулюванні частоти, яке розподіляється серед станцій за допомогою блоку розподілу позапланового завдання.

Модель АРЧП ГЕС

На рис.2.2 представлена структурна схема комплексної моделі АРЧП ГЕС, де прийняті наступні позначення: ГРАП – груповий регулятор активної потужності ГЕС; ЗН – зона нечутливості за частотою; АРШ ЕГТ – автоматичний регулятор швидкості еквівалентної гідротурбіни; ЕГТ – еквівалентна гідротурбіна; u – керуюча дія від САРЧП (системний рівень); $K_p^{ГРАП}$ – коефіцієнт підсилення за частотою в ГРАП; $K_p^{АРШ}$ – коефіцієнт підсилення регулювання за частотою в АРШ; $\Delta P_{ГРАП}$ – позапланова потужність від ГРАП; $\Delta P_{f,уст}$ – завдання від ГРАП з коригуванням за частотою, що подається на АРШ ЕГТ; α – відносне переміщення напрямного апарату еквівалентної гідротурбіни; β – коефіцієнт, що визначає частку встановленої потужності ЕГТ від сумарної потужності споживання ОЕС України; $\Delta P_{ГЕС}$ – зміна потужності регульовальної ГЕС.

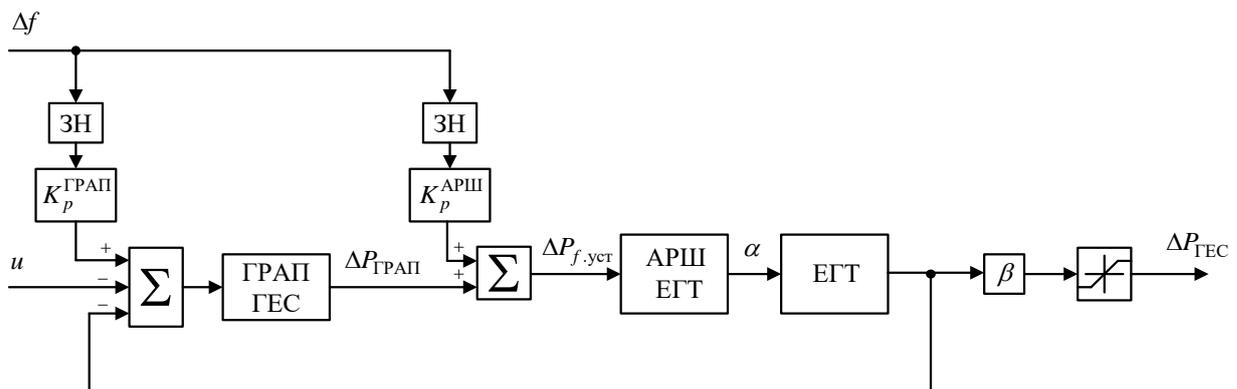


Рисунок 2.2 – Структурна схема моделі АРЧП ГЕС

У математичній моделі враховано регулювальні гідроагрегати, які представлені одним еквівалентним генератором. На вхід станційного регулятора ГРАП ГЕС подаються: коригувальний сигнал за частотою, що обумовлений її відхиленням, керуюча дія від САРЧП системного рівня та змінення активної потужності ЕГТ. На вхід АРШ ЕГТ (сигнал $\Delta P_{f,ycm}$) подається завдання $\Delta P_{ГРАП}$ від ГРАП ГЕС, яке коригується за частотою. Виходом блоку АРШ є сигнал відносного переміщення напрямного апарату ЕГТ α , що подається на вхід ЕГТ [30]. За допомогою коефіцієнту β здійснюється масштабування встановленої потужності ГЕС відносно базового значення.

Модель АРЧП ТЕС

Узагальнену структурну схему моделі енергоблоку ТЕС наведено на рис.2.2.

Використання АРЧП на ТЕС дозволяє здійснити регулювання частоти на станційному рівні. Відповідно до свого закону регулювання, АРЧП виконує відпрацювання керуючої дії $U_{ЕБі}^{САРЧП}$ від системної частини САРЧП, яка коригується за частотою Δf .

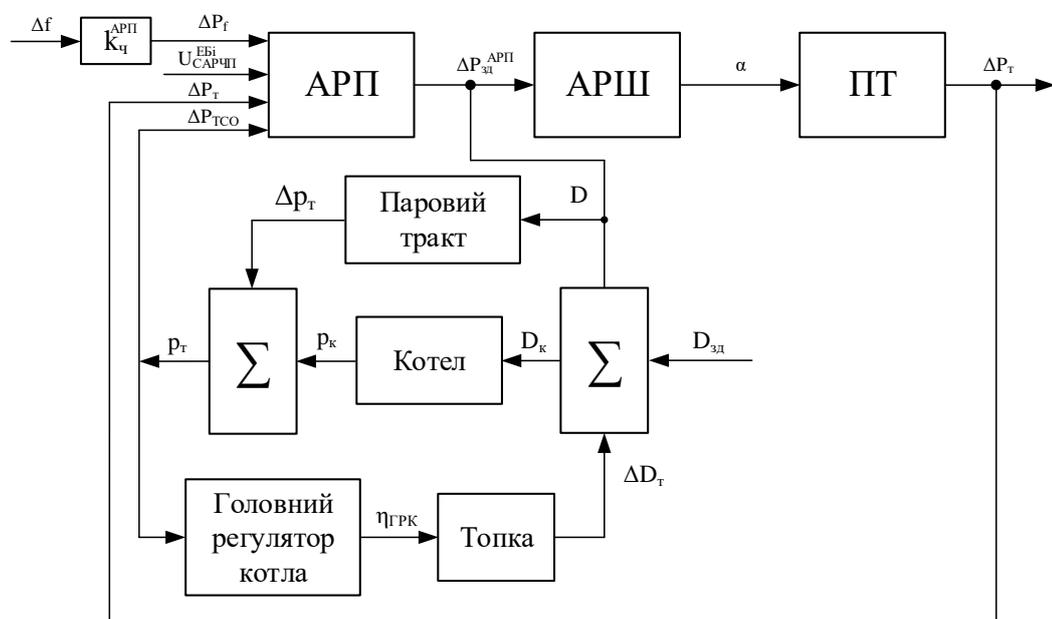


Рисунок 2.3 – Структурна схема моделі АРЧП ТЕС

На ТЕС без загальностанційного рівня САРЧП завдання на відпрацювання сигналу позапланового завдання навантаження отримують безпосередньо АРЧП енергоблоків. Їх виходами, як і виходами ЦР є сигнали зміни уставок автоматичного регулятора швидкості (АРШ) агрегатів $\Delta P_{АРШ}$, які відпрацьовуються за допомогою МУТ.

Модель автоматичного регулятора швидкості обертання турбіни

Турбіни ТЕС та ГЕС оснащуються автоматичними регуляторами частоти обертання (АРШ), які представляють собою замкнуті системи автоматичного регулювання з головним зворотнім зв'язком по відхиленню частоти обертання турбіни від заданого значення. У відповідності з цим представлена структурна схема АРШ турбогенератора, яка наведена на рис.2.4.

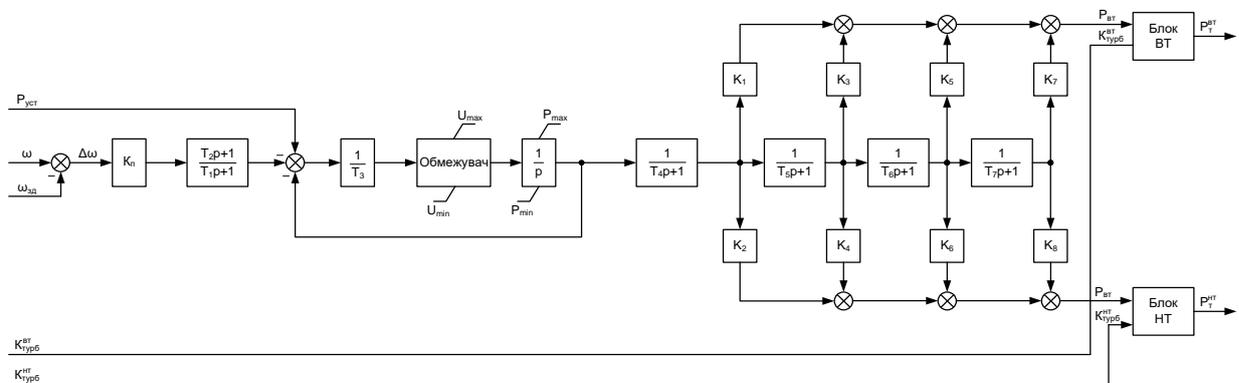


Рисунок 2.4 – Структурна схема автоматичного регулятора швидкості турбогенератора

На рис. 2.4 прийняті наступні позначення: $P_{уст}$ – уставка за активною потужністю; ω – поточна кутова частота обертання; $\omega_{зд}$ – задана кутова частота обертання; $K_{турб}^{BT}$ – частка потужності високого тиску; $K_{турб}^{HT}$ – частка потужності низького тиску; $K_{п}$ – коефіцієнт підсилення регулятора, в.о.; T_1 – стала часу регу-

лятора, с; T_2 – стала часу диференційної ланки регулятора, с; T_3 – стала часу серводвигуна, с; U_{\min} , U_{\max} – мінімальна та максимальна швидкості відкриття та закриття клапанів, в.о./с; P_{\min} , P_{\max} – мінімальне та максимальне відкриття клапану, в.о.; T_4 – стала часу циліндру високого тиску, с; K_1 , K_2 – часткові коефіцієнти циліндру високого тиску, в.о.; T_5 – стала проміжного циліндру, с; K_3 , K_4 – часткові коефіцієнти проміжного циліндру, в.о.; T_6 – стала часу циліндру середнього тиску, с; K_5 , K_6 – часткові коефіцієнти циліндру середнього тиску, в.о.; T_7 – стала часу циліндру низького тиску, с; K_7 , K_8 – часткові коефіцієнти циліндру низького тиску, в.о.; P_{BT} – потужність високого тиску; $P_{\text{турб}}^{\text{BT}}$ – потужність турбіни у каналі високого тиску; P_{HT} – потужність низького тиску; $P_{\text{турб}}^{\text{HT}}$ – потужність турбіни у каналі низького тиску.

На відміну від відомих моделей, які використовувались при дослідженні САРЧП представлена модель АРШ турбіни дозволяє виконувати моделювання з врахуванням динамічних процесів у підігрівачах. Відповідний вибір значень сталих часу і коефіцієнтів підсилення дозволяє врахувати проміжний пароперегрівач та циліндри високого та низького тиску. У моделі також враховані обмеження за швидкістю відкриття регулювальних клапанів, а також обмеження за їх положенням.

2.2 Розробка динамічної моделі ОЕС та її верифікація за даними СМІР

Для подальших досліджень перехідних та усталених режимів роботи ОЕС України було створено у програмному забезпеченні DigSilent PowerFactory динамічну модель енергосистеми, яка представлена на рис.2.5.

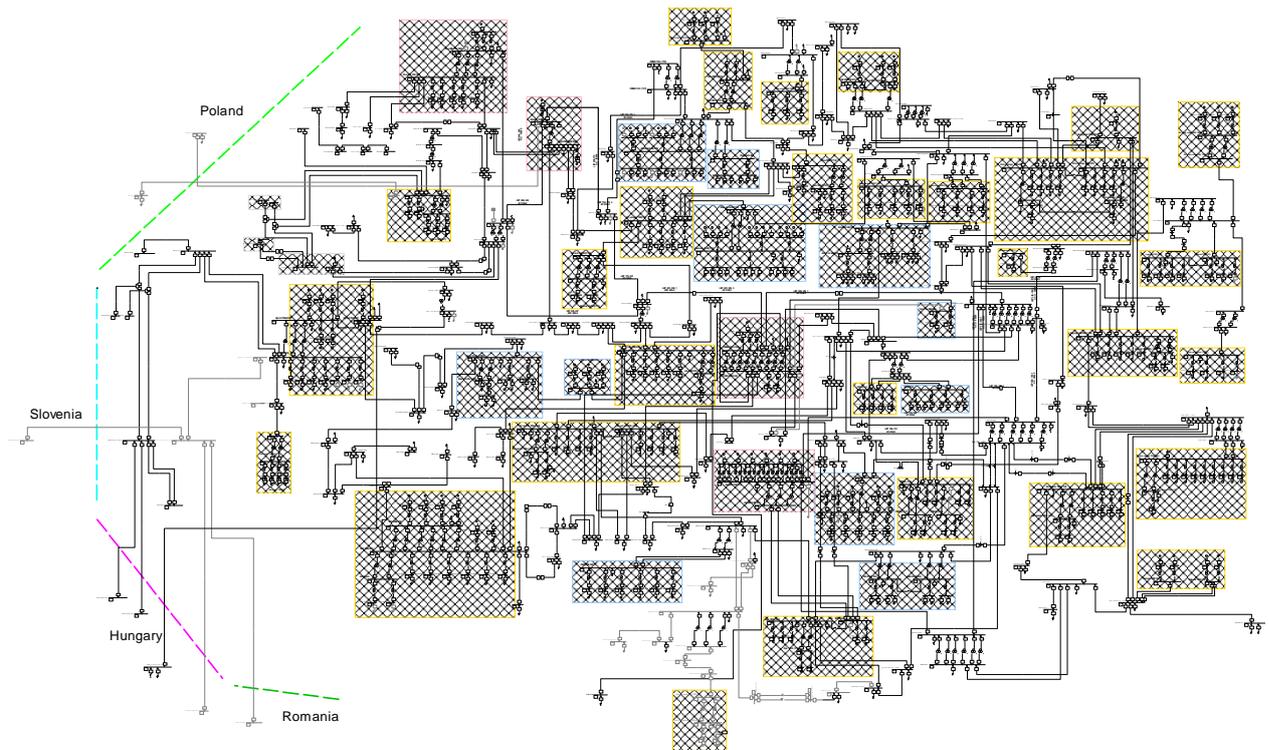


Рисунок 2.5 – Динамічна модель енергосистеми

Розроблена динамічна модель включає 621 вузлів, 279 синхронні генератори у складі ТЕС та ГЕС, 350 ліній електропередач напругою 750–220 кВ, 376 трансформаторів, 200 вузлів навантаження. Еквівалентування навантаження виконувалось у вузлах напругою 220 кВ, а ВДЕ враховано через їх еквівалентне представлення у вигляді навантаження. Модель містить міжсистемні лінії з сусідньою енергосистемою і функціонує в режимі паралельної роботи. Вторинне регулювання частоти здійснює САРЧП, яка складається з двох рівнів: системного та станційного. Системний рівень при відхиленні частоти та уставки контрольного міжсистемного перетоку виконує розрахунок позапланового завдання (керуючий вплив) відповідно до закону регулювання встановленого регулятора та розподіляє величину позапланового завдання на електростанції, що приймають участь у вторинному регулюванні. Згідно реальних даних в системному рівні

САРЧП встановлений регулятор ПІ закону регулювання. Станційний рівень розподіляє позапланове завдання серед блоків станції з врахуванням кількості саме тих блоків, які приймають участь у вторинному регулюванні частоти.

Слід зазначити, що станції, які залучені до вторинного регулювання частоти та потужності, відповідно до режиму працюють з плановою вихідною потужністю, одночасно підтримуючи встановлений резерв вторинного регулювання.

Верифікація розробленої моделі проводилась шляхом порівняння даних з СМІР на підстанції 330 кВ центрального регіону України при аварійному відкритті 20 лютого 2016 року енергоблоку АЕС, яка розташована у південному регіоні країни. Аналіз результатів моделювання аналогічного збурення з використанням розробленої моделі показав, що різниця максимальних відхилень частоти в ОЕС не перевищує 1.7 мГц, середнє квадратичне відхилення частоти на дослідженому інтервалі ставить 2.835 мГц, а максимальна розбіжність становить 4.71 мГц.

Також були проведені додаткові дослідження процесів нормованого первинного регулювання частоти та активної потужності для режиму паралельної роботи ОЕС України з сусідньою енергосистемою.

Для досліджень було використано математичну модель енергосистеми (рис.2.5) для верифікації моделей енергоблоків ТЕС, задіяних у НІРЧ. В НІРЧ беруть участь 11 модернізованих енергоблоків ТЕС з зоною нечутливості 20 мГц. 29 агрегатів ГЕС беруть участь у ПРЧ та активної потужності згідно своїх налаштувань за зоною нечутливості по частоті. Енергоблоки інших електростанцій мають зону нечутливості за частотою більше ± 200 мГц. Розроблена модель дозволяє виконати необхідні розрахунки та аналіз при дослідженні первинного (нормованого первинного) регулювання частоти та активної потужності. Модель енергоблоку ТЕС складається з наступних складових: частотного коректора, механізму управління турбіною, котла та турбіни [78, 79].

Для верифікації моделей модернізованих енергоблоків електростанцій було виконано порівняння зміни потужності енергоблоку при збуренні відхиленням частоти поблизу верхньої межі регульовального діапазону моделі та натурального експерименту для всіх енергоблоків.

В якості прикладу наведені результати моделювання та експерименту на модернізованому першому енергоблоці ТЕС потужністю 325 МВт, яка розташована у східному регіоні країни.

Збурення у випробуванні та на моделі задавалися за допомогою імітації відхилення частоти енергосистеми задавачем частотного коректора (ЧК) на величину -110 мГц, що викликало зміну навантаження енергоблоку на 12 МВт. Також задано параметр «зона нечутливості» (мГц) та «статизм» (%). Початкове навантаження енергоблоку складало $P_{поч} = 240$ МВт. Час випробування складав 30 секунд.

Графіки зміни потужності і завдання зміни потужності енергоблоку за результатом моделювання наведені на рис.2.6.а, за результатами експерименту – на рис.2.6.б. Де T_1 – момент появи керуючого впливу, T_0 – момент початку реакції турбіни на керуючий вплив, T_2 – момент досягнення заданої потужності ($P_{зад}$). Отримані графіки дозволяють визначити показники якості перехідних процесів первинного регулювання.

За результатами обробки графіків, отриманих при моделюванні (рис.2.6.а) та випробуванні (рис.2.6.б), одержані параметри (величини), що характеризують динамічні зміни параметрів енергоблоку при збуренні Δf . Результати випробувань при східчастому збуренні Δf зведені до табл. 2.1.

Час затримки сигналу ($T_1 - T_0$) у випробуванні склав 0,7 с. Час досягнення заданої потужності ($T_2 - T_1$) енергоблоку склав при моделюванні 5,5 с, за експериментом 5,1 с, що менше допустимого (30с).

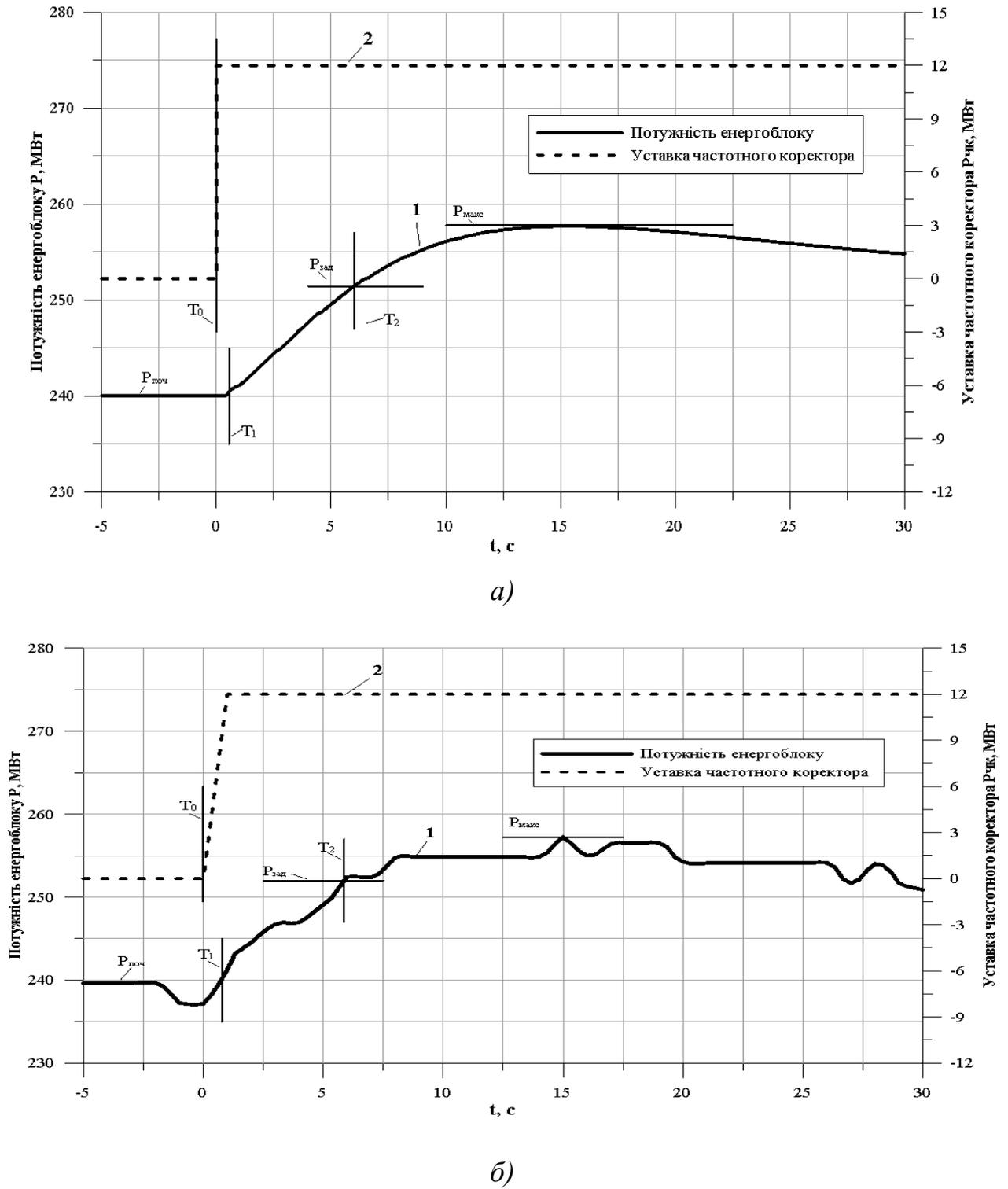


Рисунок 2.6 – Графіки зміни потужності і завдання зміни потужності енергоблоку: *a* – за результатом моделювання; *б* – за результатом експерименту.

Таблиця 2.1 – Результати верифікації моделі енергоблоків ТЕС.

Дослід	Початкове навантаження, МВт	Збурення частотою, м Гц	Потужність після збурення МВт	T0, с	T1, с	T2, с	Перерегулювання, МВт
Моделювання	240	-110	252	0	0,5	6,0	5.65
Експеримент	240	-110	252	0	0,7	5,9	5,6

Відпрацювання 50% збурення виконується при моделюванні за 3,31 с, за експериментом – 3 с, що менше допустимого (<15с).

Перерегулювання потужності ($P_{\max} - P_{\text{зад}}$) при моделюванні, як і у випробуванні, склало 5,6 МВт, що перевищує дозволений значення $1\%P_{\text{ном}}$ (3,25 МВт), але моделювання відповідає натурному експерименту.

Значне перерегулювання потужності у випробуванні пов'язане з надмірною зміною продуктивності котла шляхом відповідної зміни витрати палива. Верифікація інших елементів мережі виконувалась згідно [35].

Узагальнюючи вище наведені результати встановлено, що перехідні процеси зміни потужності при збуренні з заданим статизмом та величиною мертвої зони регулятора АРШ та ЧК, в моделі та натурному експерименту відповідають один одному з допустимою похибкою, що підтверджує правильність підходу при виконанні моделювання роботи енергоблоку.

Використовуючи розроблену модель, виконано моделювання аварійних вимкнень енергоблоків АЕС, приклад якого для енергоблоку АЕС потужністю 840 МВт представлено надалі. При цьому використано налаштування системи первинного регулювання частоти та потужності для випадків: на основі даних SCADA та з використанням оптимальних налаштувань за даними електричних станцій, які приймають участь у первинному (нормованому) регулюванні частоти та активної потужності.

Аналіз результатів моделювання з поточними налаштуваннями систем первинного регулювання на основі даних SCADA показав, що частота в ОЕС України знизилась до рівня 49,952 Гц (відхилення частоти склало -0,048 Гц). Впродовж періоду первинного регулювання (на 30 с після збурення) зміна перетоку по міждержавному перетину з динамічним відхиленням 837,4 МВт встановилась на рівні 722,3 МВт.

Потужність всіх генеруючих станцій знизилась на 852,45 МВт, яка включає потужність енергоблоку, який вимкнувся, регулюючий ефект навантаження, стохастичний характер зміни навантаження, який існує в реальних електричних мережах, враховано в досліджуваній моделі та збільшення потужності ТЕС (здіяєних до НІРЧ) і ГЕС на 7,754 МВт і 1,861 МВт відповідно.

У випадку налаштування систем первинного регулювання з оптимальними значеннями частоти в ОЕС України знизилась до рівня 49,958 Гц (відхилення частоти склало -0,042 Гц). Величина перетоку по контрольованому міжсистемному перетину з динамічним відхиленням 775,26 МВт встановилась на рівні 615,83 МВт. Потужність всіх генеруючих станцій знизилась на 673,62 МВт, яка включає потужність енергоблоку, який вимкнувся, регулюючий ефект навантаження, стохастичний характер зміни навантаження, який враховано в досліджуваній моделі та збільшення потужності ТЕС (здіяєних до НІРЧ) і ГЕС на 29,12 МВт і 29,07 МВт відповідно.

На підставі проведених досліджень із використанням розробленої моделі можливо сформулювати науково обґрунтовані оцінки та надати рекомендації щодо ефективного функціонування ОЕС України.

2.3 Розробка моделі енергоблоку ТЕС з врахуванням котельного обладнання та її верифікація з використанням даних випробувань.

В розділі 1 було визначено необхідність врахування котельного обладнання блоків ТЕС при моделюванні та налаштуванні параметрів регулятора системи автоматичного регулювання частоти та активної потужності.

Математична модель енергоблоку ТЕС, яка приведена на рис.2.7 складається з системи автоматичного регулювання швидкості турбіни (АРШ), механізму управління турбіни, котла, турбіни, генератора.

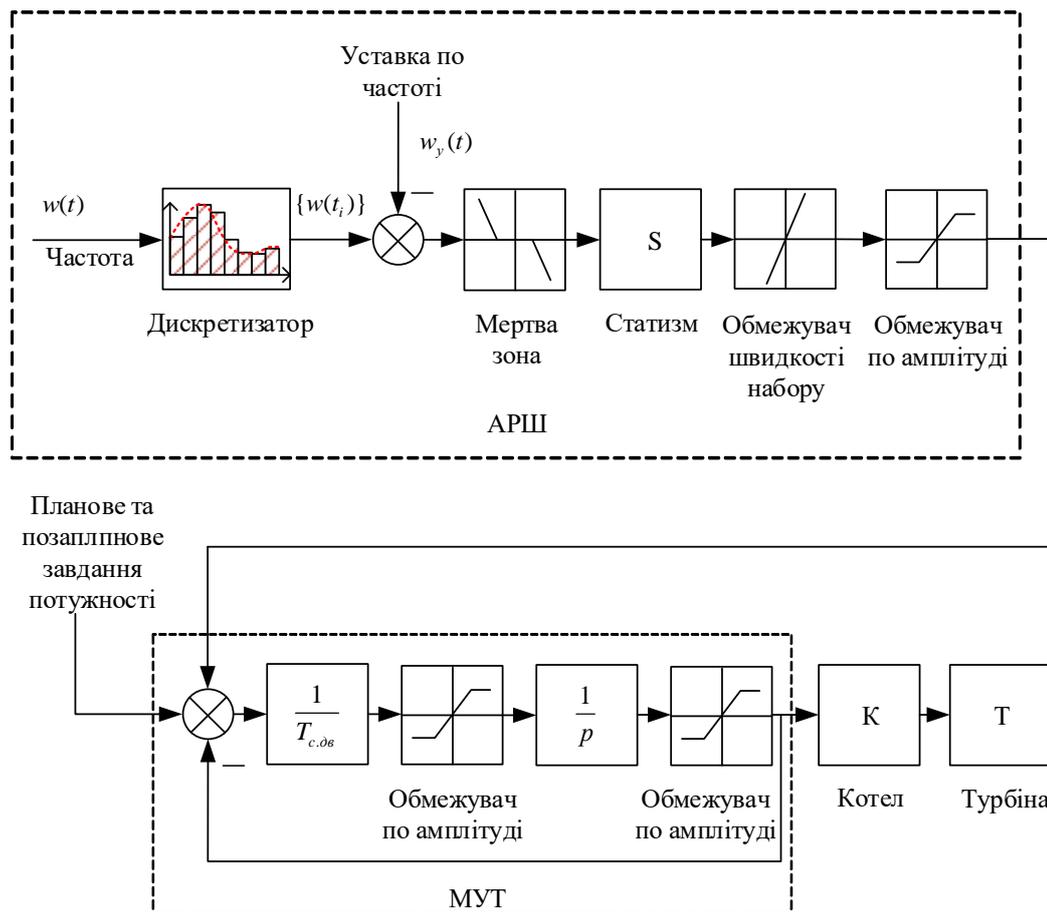


Рисунок 2.7 - Математична модель енергоблоку ТЕС

Котельне обладнання є одним із основних елементів ТЕС, який виконує перетворення хімічної енергії палива на теплову енергію пари [80]. Динамічні характеристики котла значною мірою визначають перебіг перехідних процесів в

енергоблоці та впливають на ефективність регулювання та стабільність роботи при зміні його навантаження. На зміни потоку пари та тиску реагують системи контролю клапанів турбіни ТЕС та система керування котла. Тому коректне моделювання роботи котла є необхідною умовою для аналізу ефективності участі енергоблоку ТЕС у процесах регулювання частоти та активної потужності [81]. На більшості ТЕС ОЕС України встановлено котельне обладнання паливом якого є природний газ або вугілля. Структурна схема моделі котельного обладнання представлена на рис.2.8.

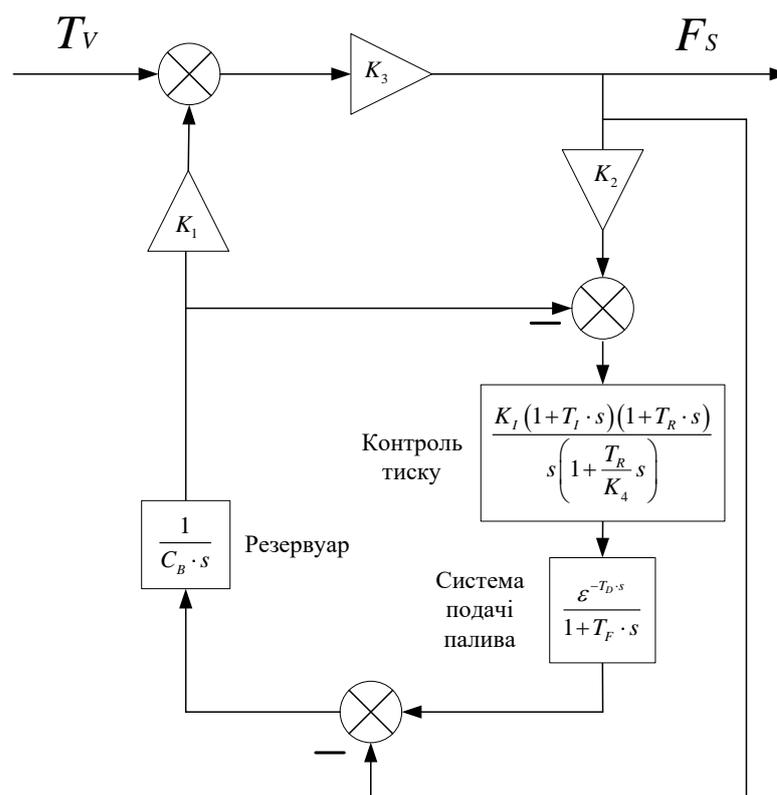


Рисунок 2.8 – Структурна схема моделі котельного обладнання

На схемі (рис. 2.8) наведені наступні позначення:

T_I , T_R , K_I – постійні часу та коефіцієнт передачі системи контролю тиску котла;

T_F – постійна часу системи подачі палива;

C_b – коефіцієнт ланки проміжного накопичувача (резервуара).

При формуванні моделей, що описують реакцію енергоблоку ТЕС на дію регулятора швидкості та системи АРЧП, у роботі [81] визначено, що середній часовий інтервал затримки між надходженням команди АРЧП та фактичною зміною потужності зазвичай перебуває в межах 10–80 секунд. При цьому для вугільних енергоблоків характерні більші значення цього діапазону.

На рис.2.9 приведена модель котельного обладнання [82, 83] енергоблоку ТЕС, яка створена у програмному середовищі PowerFactory.

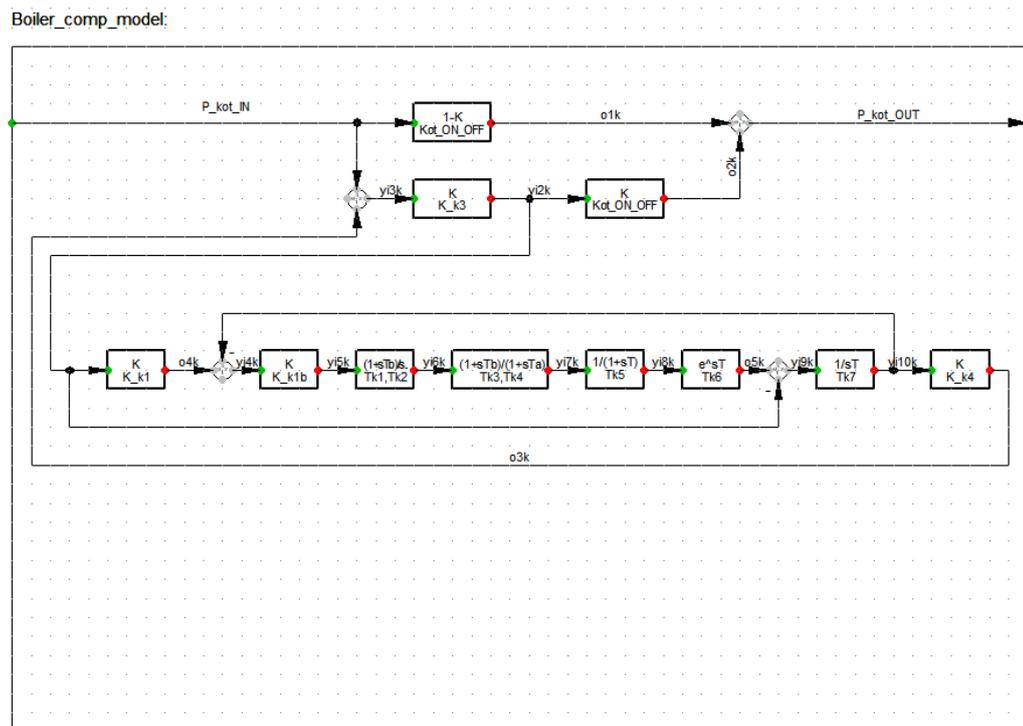


Рисунок 2.9 – Модель котельного обладнання.

Аналіз фрагмента графіка зміни вихідної потужності енергоблоку (рис.2.10) [67] при подачі керуючого впливу на збільшення потужності на 20 МВт (5.88%) показав наявність ділянки зниження потужності (на проміжку 1600–1700 с за реальними експериментальними даними). Верифікації моделі котельного обладнання проводилась шляхом подачі сигналу керуючого впливу збільшення потужності на 5.88%. Суміщений графік реальних даних та результатів моделювання приведений на рис.2.11.

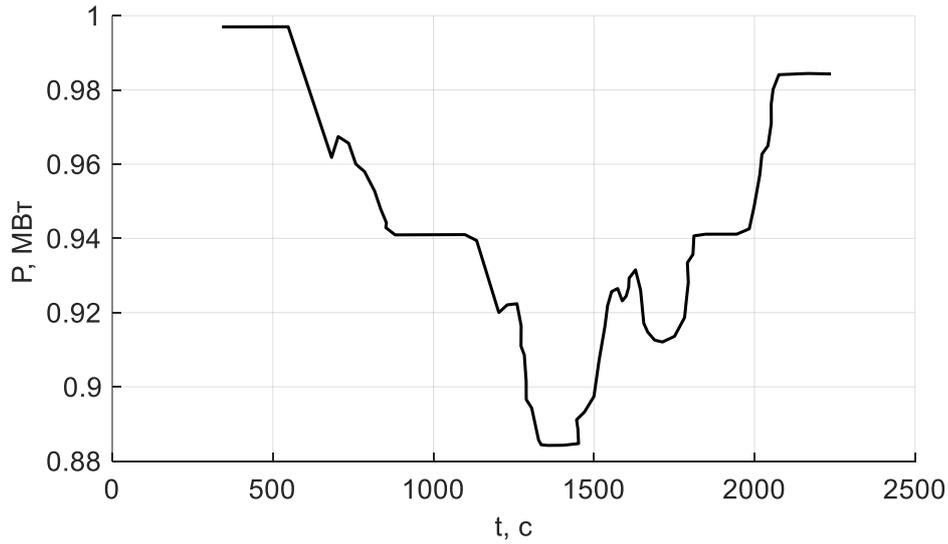


Рисунок 2.10 – Експериментальні дані енергоблоку

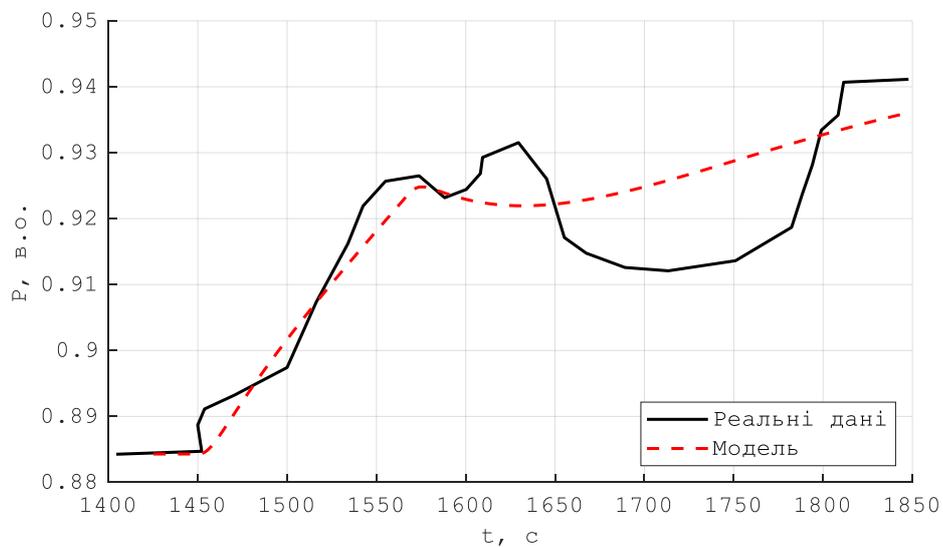


Рисунок 2.11 – Результати верифікації моделі котельного обладнання

Аналіз отриманих результатів показав, абсолютна похибка на проміжку 1450 -1850 с для розглянутого дослідження становить 0.00701 в.о., а середня відносна похибка не перевищує 0.61%, що підтверджує високу точність розглянутої моделі.

2.4 Розробка моделі системи автоматичного регулювання частоти та активної потужності

Структурна схема системи регулювання частоти та активної потужності (САРЧП) складається з системного та станційних рівнів (рис. 2.12)

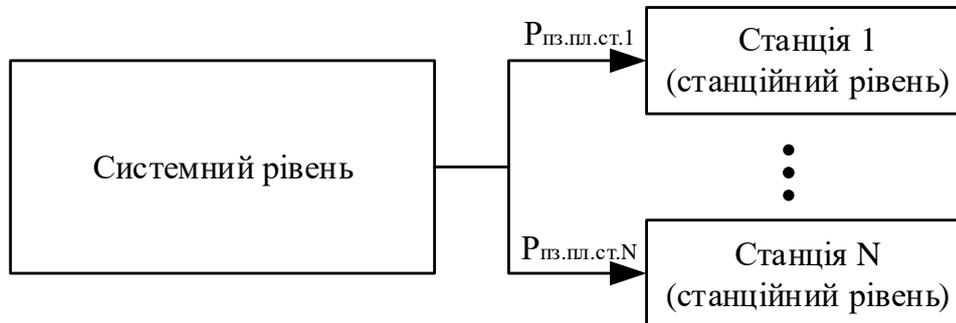


Рисунок 2.12 – Структурна схема взаємодії елементів САРЧП

де: $P_{пз.пл.ст.1}$ та $P_{пз.пл.ст.N}$ – значення позапланового завдання активної потужності для 1-ї та N-ї станції відповідно.

На рис. 2.13 приведена схема взаємодії системного та станційного рівнів САРЧП розробленої в ПЗ Digsilent PowerFactory.

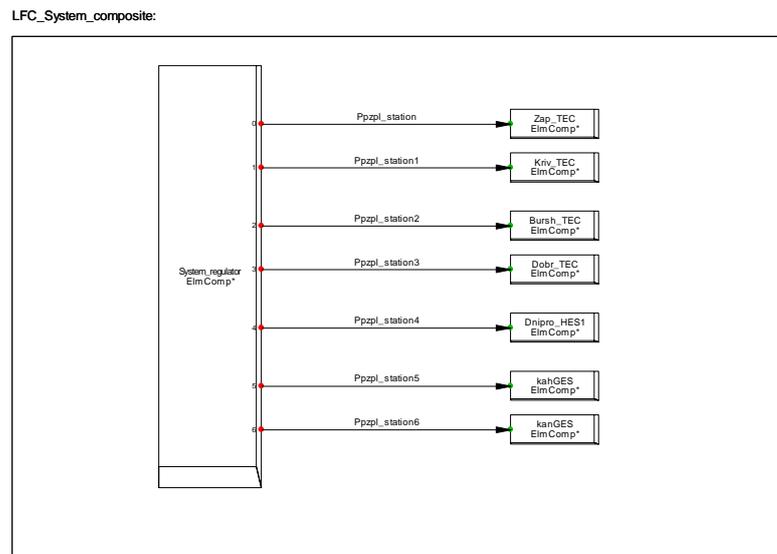


Рисунок 2.13 – Схема взаємодії системного та станційного рівнів САРЧП в ПЗ Digsilent PowerFactory

При виникненні небалансу в енергосистемі САРЧП системного рівня (рис. 2.14) формує позапланове завдання активної потужності на кожену електричну станцію, що приймає участь у вторинному регулюванні частоти.

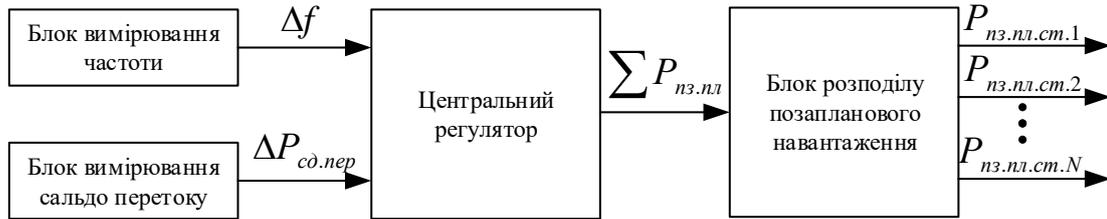


Рисунок 2.14 – Структурна схема системного рівня САРЧП.

Значення сумарного позапланового значення активної потужності ($\sum P_{нз.пл}$) на проміжку часу $t_1 \dots t_2$ формує центральний (системний) регулятор. Для ПІ-регулятора величина $\sum P_{нз.пл}$ розраховується за наступною формулою:

$$\sum P_{нз.пл} = K_p \cdot ACE + K_I \cdot \int_{t_1}^{t_2} ACE dt, \quad (2.15)$$

де, K_p, K_I – коефіцієнти налаштування центрального регулятора, ACE – помилка регулювання, яка розраховується за формулою:

$$ACE = \varepsilon_1 \cdot \Delta P_{сд.пер} + \varepsilon_2 \cdot \Delta f, \quad (2.16)$$

де, ε_1 та ε_2 - коефіцієнти, що визначають режими роботи САРЧП, $\Delta P_{сд.пер}$ - зміна сальдо перетоку активної потужності від номінального значення, Δf - відхилення частоти в енергосистемі від номінального значення.

Структурна схема системного рівня САРЧП (рис. 2.15) включає наступні складові: блоки вимірювання частоти та сальдо перетоку активної потужності, центральний регулятор, блок розподілу позапланового навантаження.

Блоки вимірювання частоти та сальдо перетоку активної потужності формують величини Δf та $\Delta P_{сд.пер}$ відповідно, що надходять на вхід регулятора, який в залежності від визначеного режиму роботи САРЧП та закону регулювання формує на виході значення $\sum P_{нз.пл}$.

Величина $\sum P_{нз.пл}$ розподіляється між електричними станціями ($P_{нз.пл.ст}$), що приймають участь у вторинному регулюванні частоти в блоці розподілу позапланового навантаження за визначеним законом. Один із законів розподілу позапланового навантаження активної потужності має вигляд:

$$P_{нз.пл.ст.i} = k_i \cdot \sum P_{нз.пл}, \quad (2.17)$$

За умови, що:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^N k_i = 1 \\ 0 \leq k_i \leq 1 \end{cases}, \quad (2.18)$$

де, k_i – коефіцієнт дольової участі i -ї електричної станції у вторинному регулюванні частоти, N - кількість електричних станцій, які задіяні у вторинному регулюванні частоти.

Модель системного рівня САРЧП. В ПЗ Digsilent PowerFactory приведена на рис. 2.15.

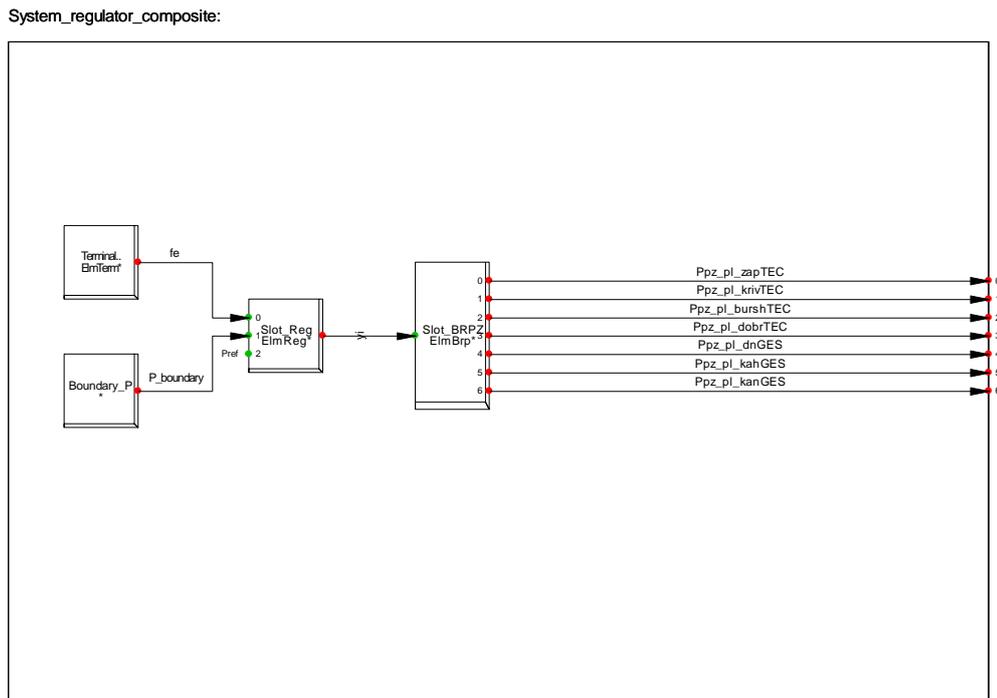


Рисунок 2.15 – Модель системного рівня САРЧП в ПЗ Digsilent PowerFactory.

На виході моделі системного рівня САРЧП формуються значення позапланового значення навантаження активної потужності для кожної електричної станції ($P_{пз.пл.ст}$), що надходять на станційний рівень САРЧП станцій, які приймають участь у вторинному регулюванні частоти.

Сумарне значення всіх позапланових значень навантаження для N станцій складає $\sum P_{пз.пл}$:

$$P_{пз.пл.ст.i} = k_i \cdot \sum P_{пз.пл} , \quad (2.17)$$

Станційний рівень САРЧП (рис. 2.16) складається з блоку розподілу позапланового значення навантаження електричної станції ($P_{пз.пл.ст}$) серед енергоблоків або гідроагрегатів станції ($P_{пз.пл.бл}$).

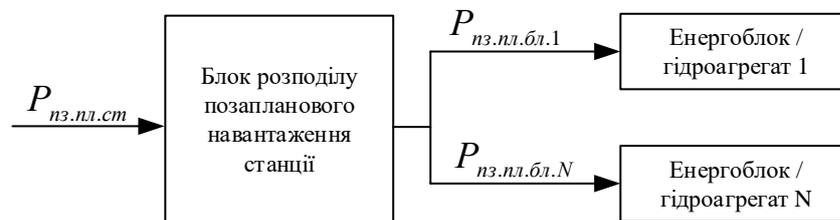


Рисунок 2.16 – Структурна схема станційного рівня САРЧП.

В ПЗ Digsilent PowerFactory модель енергоблока ТЕС наведена на рис. 2.17.

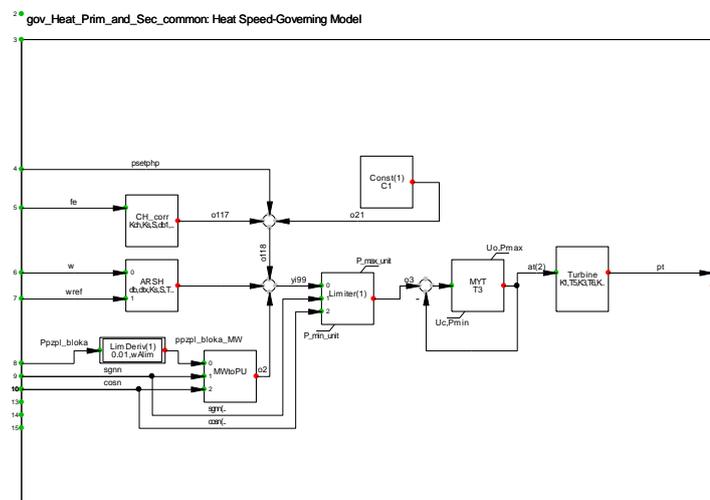


Рисунок 2.17 – Модель енергоблока ТЕС в ПЗ Digsilent PowerFactory

Висновки по 2 розділу

1. Проведено аналіз моделей елементів САРЧП та ЕЕС для дослідження процесу вторинного регулювання частоти та потужності з врахуванням котельного обладнання енергоблоків ТЕС. Розроблено динамічну модель ОЕС з еквівалентним навантаженням у програмному забезпеченні PowerFactory.
2. Проведена верифікація динамічної моделі з даними СМПР показала їх повну відповідність (розбіжність результатів моделювання і даних СМПР не перевищило 3%).
3. Розроблено модель енергоблоку ТЕС з врахуванням впливу котельного обладнання на динамічні характеристики енергоблоку при участі ТЕС у вторинному регулюванні частоти. Верифікація моделі з реальними даними випробувань енергоблоків показала адекватність процесів у них з допустимою похибкою.
4. Розроблено модель центрального регулятора САРЧП, яка залучає гідроагрегати ГЕС та енергоблоки ТЕС з врахуванням котельного обладнання до вторинного регулювання частоти та активної потужності в енергосистемі.

РОЗДІЛ 3 РОЗРОБКА МЕТОДУ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ З ВРАХУВАННЯМ КОТЕЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ

3.1 Аналіз підходів до побудови регулятора частоти та потужності з врахуванням котельного обладнання енергоблоків ТЕС

З метою аналізу ефективності процесів регулювання частоти та активної потужності в електроенергетичних системах було виконано комплексні дослідження, спрямовані на визначення та оптимізацію параметрів центрального регулятора САРЧП. Методологічну основу роботи становили як класичні підходи до налаштування регуляторів, зокрема метод Зіглера–Нікольса та метод CHR (Chien–Hrones–Reswick) [84], так і сучасні інтелектуальні засоби керування, представлені ПІ-регулятором, реалізованим на базі теорії нечіткої логіки [85].

У дослідженні передбачено порівняльний аналіз роботи регулятора в умовах різного ступеня деталізації математичних моделей енергоблоків ТЕС: без урахування динамічних характеристик котельного обладнання та з їх урахуванням у складі динамічної моделі енергоблоку. Такий підхід дозволив оцінити вплив специфіки роботи котельного обладнання на показники якості регулювання та сформулювати рекомендації щодо вибору структури та параметрів регулятора для забезпечення високої стійкості та швидкодії в різних режимах роботи енергосистеми.

Для проведення досліджень була розроблена математична модель двозонної енергосистеми [78], узагальнена структурна схема якої наведена на рис. 3.1. Модель кожної зони містить еквівалентні енергоблоки ТЕС, задіяні у процесах первинного та вторинного регулювання частоти й активної потужності. До складу кожної зони також входить навантаження енергосистеми, представлене еквівалентами нерегульованих турбін. Зони регулювання взаємопов'язані між

собою через ЛЕП, які у моделі замінені однією еквівалентною міжсистемною лінією.

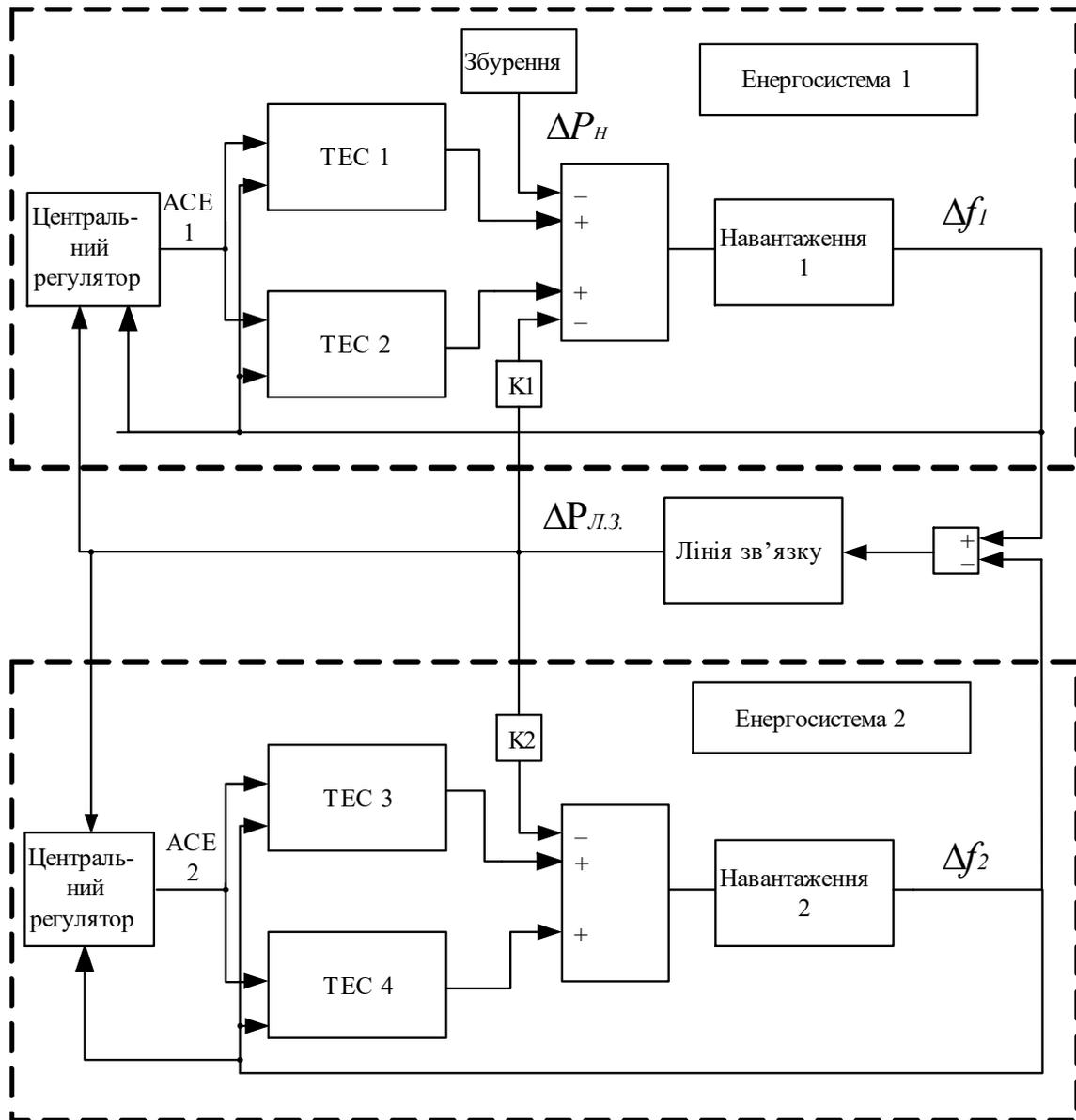


Рисунок 3.1 – Структурна схема 2-х зонної моделі енергосистеми

Зв'язок небалансу потужності та відхилення частоти можна представити як [86]:

$$\Delta P_M(t) - \Delta P_H(t) = 2 \cdot H \frac{\partial \Delta f(t)}{\partial t} + D \cdot \Delta f(t), \quad (3.1)$$

де ΔP_M – зміна механічної потужності, ΔP_H – зміна навантаження, H – постійна інерції, D – коефіцієнт демпфування.

Використовуючи перетворення Лапласа рівняння (3.1) можна представити як:

$$\Delta P_M(p) - \Delta P_H(p) = 2 \cdot H \cdot \Delta f(p) \cdot p + D \cdot \Delta f(p), \quad (3.2)$$

Рівняння перетоку потужності по міжсистемній лінії двох енергосистем має вигляд:

$$\Delta P_{Л.3.1-2} = \frac{V_1 \cdot V_2}{X_{1-2}} \sin(\delta_1 - \delta_2), \quad (3.3)$$

де V_1, V_2 - напруги на затискачах генераторів двох енергосистем; δ_1, δ_2 - кути потужності генераторів, X_{1-2} - індуктивний опір елементів ділянки 1-2.

Лінеаризувавши (3.3) в околі δ_1^0 та δ_2^0 та використавши перетворення Лапласа отримаємо:

$$\Delta P_{Л.3.1-2}(p) = (\Delta f_1(p) - \Delta f_2(p)) \frac{2 \cdot \pi \cdot T_{1-2}}{p}, \quad (3.4)$$

де:

$$T_{1-2} = \frac{|V_1| \cdot |V_2|}{X_{1-2}} \cos(\delta_1^0 - \delta_2^0), \quad (3.5)$$

Модель енергоблока ТЕС включає основні функціональні вузли, серед яких: АРШ, МУТ, котел та турбінна (рис. 2.7).

На виході АРШ формується сигнал, що визначає зміну потужності енергоблока відповідно до заданого значення статизму, параметрів зони нечутливості за частотою та інших характеристик об'єкта. Команди на планову або позапланову зміну активної потужності надходять від задавача потужності енергоблока, а також від ЦР САРЧП кожної зони (енергосистеми).

На вхід ЦР надходять сигнали відхилення частоти та перетоку активної потужності по міжсистемній лінії зв'язку. У разі виникнення небалансу потужності для кожної енергосистеми формується величина помилки регулювання АСЕ, яка використовується для корекції роботи енергоблоків у процесі вторинного регулювання частоти та активної потужності. Модель САРЧП кожної енергосистеми

передбачає наступні режими роботи: автоматичне регулювання частоти, регулювання потужності, регулювання потужності з корекцією по частоті.

Для енергосистеми, САРЧП якої працює в режимі автоматичного регулювання активної потужності з корекцією по частоті, значення ACE розраховується за формулою:

$$ACE = \Delta P_{Л.З.1-2}(p) + \beta \cdot \Delta f, \quad (3.6)$$

де β - коефіцієнт коригування перетоку за частотою.

Структурна схема адаптивного ПІ-регулятора, реалізованого на основі теорії нечітких множин, наведена на рис. 3.2.

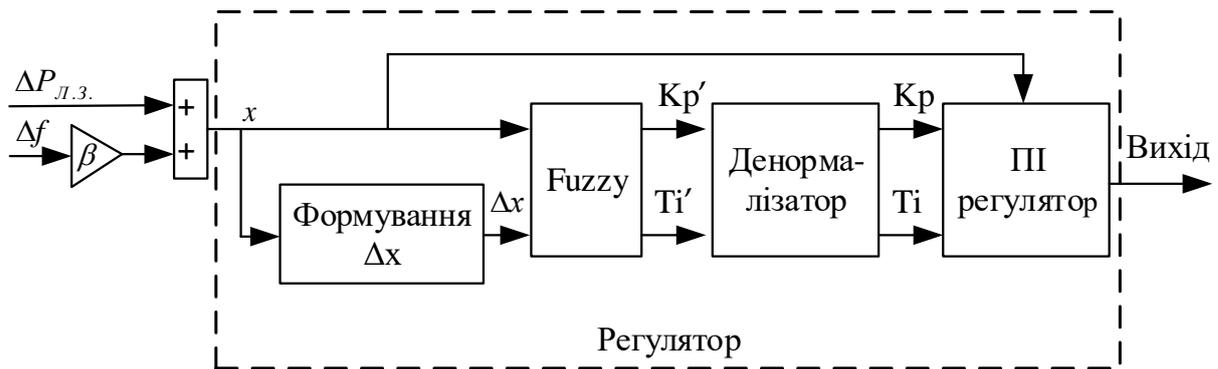


Рис.3.2 – Структурна схема адаптивного регулятора на основі теорії нечітких множин

Запропонований адаптивний регулятор складається з трьох основних компонентів [87]. Перший блок реалізує алгоритм на основі теорії нечіткої логіки, у якому вхідні та вихідні сигнали представлені у вигляді лінгвістичних змінних (рис. 3.3). Денормалізатор забезпечує перетворення нормованих значень параметрів налаштування регулятора у реальні значення, які застосовуються безпосередньо у системі управління. ПІ-регулятор, параметри якого змінюються, видає керуючий вплив. Така структурна організація забезпечує підвищену точність регулювання та гнучкість адаптації при різних режимах роботи системи.

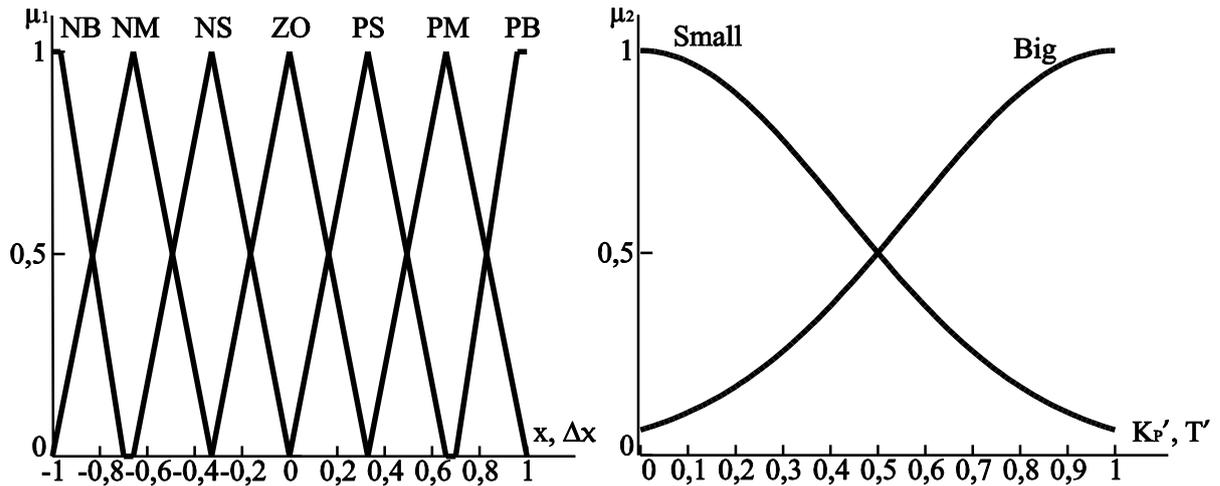


Рис.3.3 –Лінгвістичні змінні входу та виходу регулятора

На вхід блоку нечіткої логіки подаються сигнали помилки регулювання ACE , а також поточне значення сигналу $x(t)$ і його значення з часовою затримкою $x(t-\Delta t)$. На виході блоку формуються нормалізовані значення параметрів налаштування ПІ-регулятора: Kp' та Ti' . Перехід від нормалізованих величин до реальних значень коефіцієнта підсилення Kp та Ti та інтегральної постійної часу ПІ-регулятора здійснюється у блоці Денормалізації. Сигнал помилки ACE безпосередньо надходить на вхід ПІ-регулятора, де формується керуючий вплив, який являє собою вихід ЦР САРЧП енергосистеми.

Використовуючи розроблену модель, було виконано моделювання режиму паралельної роботи двох енергосистем із урахуванням збільшення навантаження в першій енергосистемі на 0,02 в.о. При цьому розраховувалися такі показники: динамічне відхилення частоти, перерегулювання по частоті, час відновлення резервів первинної потужності (проміжок часу, протягом якого частота досягає значення $f_{ном} \pm 20$ мГц) та час регулювання.

Аналіз отриманих результатів показав, що без врахування специфіки роботи котельного обладнання ТЕС під час збільшення навантаження в першій енергосистемі на 0,02 в.о. при оптимальному налаштуванні ЦР за методом Зіглера–Нікольса призводить до динамічного відхилення частоти -61 мГц (крива 1, рис.

3.4). Перерегулювання становить 60 мГц, час відновлення резервів первинної потужності – 146 с, а на 15-й хвилині після виникнення небалансу відхилення частоти дорівнює -4,3 мГц.

При налаштуванні параметрів регулятора за методом CHR динамічне відхилення частоти становить -60,8 мГц (крива 2, рис.3.4), час відновлення резервів первинної потужності дорівнює 250 с, перерегулювання не спостерігається. На момент завершення дії вторинного регулювання (900 с) відхилення частоти становить -4,3 мГц.

Застосування регулятора, розробленого на основі теорії нечітких множин, показало, що величина перерегулювання становить 3,33 мГц (крива 3, рис. 3.4), час відновлення резервів первинної потужності – 213 с, а динамічне відхилення частоти досягає значення -60,7 мГц. На момент завершення дії вторинного регулювання відхилення частоти дорівнює -0,45 мГц. Таким чином, застосування ЦР, розробленого з використанням теорії нечітких множин, забезпечує зменшення величини перерегулювання частоти порівняно з випадком використання регулятора, налаштованого за методом Зіглера–Нікольса, а також скорочує час відновлення резервів первинної потужності порівняно з налаштуванням за методом CHR.

Дослідження [40–41] показали, що робота котельного обладнання ТЕС помітно впливає на маневрові та інші динамічні характеристики енергоблока при участі ТЕС у процесі регулювання частоти та активної потужності. Щоб оцінити цей вплив на якість регулювання частоти в енергосистемі, модель енергоблоків ТЕС було доопрацьовано з урахуванням математичної моделі котла (рис. 2.8).

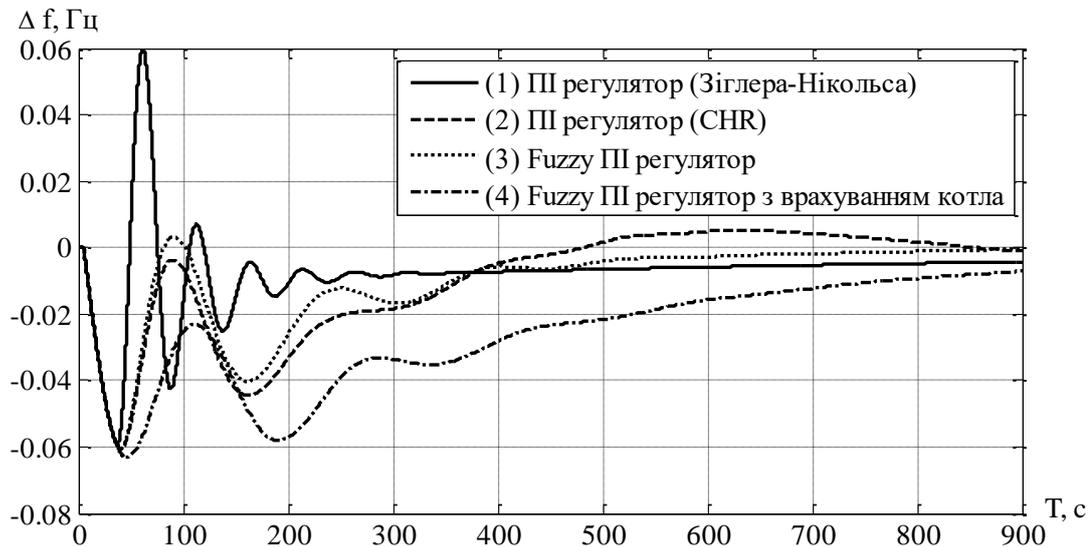


Рис.3.4 – Графіки зміни частоти в енергосистемі

Моделювання режиму паралельної роботи двох енергосистем із урахуванням котельного обладнання в складі математичної моделі ТЕС та застосуванням регулятора, побудованого на основі теорії нечітких множин, показало, що динамічне відхилення частоти становить $-63,1$ мГц (крива 4, рис. 3.4), час відновлення резервів первинної потужності – 531 с, перерегулювання відсутнє, а на момент завершення дії вторинного регулювання відхилення частоти дорівнює $-7,1$ мГц.

Враховуючи результати моделювання, встановлено, що розраховані параметри вторинного регулювання, з урахуванням роботи котельного обладнання ТЕС, відповідають вимогам чинних нормативних документів [57, 58]. Водночас слід підкреслити, що розглянуті підходи до регулювання частоти та потужності не забезпечують врахування обмежень у контрольованих перетинах енергосистеми. При залученні електричних станцій, які географічно розосереджені по всій території України, виникає необхідність ефективного залучення енергоблоків ТЕС та гідроагрегатів ГЕС до процесів регулювання частоти і водночас оптимізації потокорозподілу при вторинному регулюванні частоти та потужності.

3.2 Вторинне регулювання частоти та потужності в ОЕС на основі прогнозуючої моделі

Вторинне регулювання частоти та потужності в ЕЕС виконується за певних умов оптимальності, які мають бути в узгоджені з величиною наявного резерву, маневровими характеристиками енергоблоків та гідроагрегатів регулюючих станцій та іншими параметрами, які впливають на стійкість ЕЕС. Встановлені обмеження повинні бути чітко визначені та враховані у процесі керування. Управління на основі прогнозуючої моделі передбачає дотримання у практичній реалізації.

Активне впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), зокрема сонячних та вітрових електростанцій, суттєво впливає на перетоки потужності по внутрішніх лініях електропередачі. У традиційних системах передбачалась передача електроенергії від потужних електростанцій до споживачів через визначені вузли та лінії електропередач, які були розраховані на прогнозовані навантаження й напрямки перетоків потужності. З появою децентралізованих ВДЕ структура виробництва та розподілу змінилася, а саме електроенергія тепер може вироблятися безпосередньо поблизу кінцевих споживачів або навіть у слабо пов'язаних частинах мережі. Це призводить до появи зворотних перетоків, перевантажень окремих внутрішніх перетинів, підвищення втрат, а також нестабільності режимів роботи мережі через непередбачувану генерацію, властиву ВДЕ (залежність від погодних умов, часу доби тощо). Також підвищується чутливість системи до аварійних режимів, особливо при великих обсягах встановлених ВДЕ, що знижує запас стійкості і потребує впровадження нових підходів до керування перетоками потужності. Подібні висновки підтверджують також дослідження [88, 89], які наголошують на необхідності впровадження їх активного управління.

У дослідженнях, які пов'язані з вторинним регулюванням частоти та потужності в енергосистемах широко застосовуються підходи на основі методів управління на основі прогнозуючої моделі (УПМ) [90–92] та різноманітні алгоритми оптимізації [93–95].

УПМ є адаптивним методом управління, який широко застосовується у сучасних енергетичних системах для оптимізації роботи складних об'єктів з урахуванням обмежень, зовнішніх впливів та модельної невизначеності. В енергетиці УПМ використовується для ефективного керування виробництвом, споживанням та розподілом енергії, що вкрай важливо в умовах зростаючої частки ВДЕ та потреби у гнучкому балансуванні системи.

Суть методу полягає в прогнозуванні майбутнього стану системи на певному горизонті часу за допомогою динамічної моделі і розв'язанні задачі оптимізації для визначення послідовності керуючих впливів, які мінімізують функціонал вартості з урахуванням технічних та експлуатаційних обмежень [96]. Функціонал вартості зазвичай включає такі компоненти, як вартість спожитої чи виробленої енергії, економічні витрати, втрати енергії, відхилення від необхідних технологічних параметрів, штрафи за порушення обмежень, а також критерії екологічної або технічної ефективності. На кожному такті управління застосовується лише перший крок оптимального рішення, після чого весь процес прогнозування і оптимізації повторюється з новими вхідними даними, що дозволяє динамічно реагувати на зміни і підтримувати стійкі режими роботи [97, 98].

Отже, основною перевагою УПМ є можливість врахування багатоваріантності сценаріїв розвитку подій, гнучко реагувати на непередбачувані зміни режимних параметрів, а також забезпечувати комплексне дотримання технічних обмежень, таких як допустимий діапазон потужності контрольованих перетинів, наявні резерви та динамічні характеристики регулюючих станції, умови стійкості ЕЕС, тощо.

Водночас застосування УПМ потребує значних обчислювальних ресурсів, тому для їх реалізації використовують різні підходи — від детермінованих до стохастичних та розподілених методів, що дають змогу забезпечити баланс між точністю моделювання та швидкістю алгоритмів [99, 100].

Метод УМП використовується при керуванні ЕЕС з високою часткою інтеграції ВДЕ, які через свій варіативний характер генерації ускладнюють балансування системи [101]. УМП враховує прогнози сонячної та вітрової активності і оптимізує роботу ВДЕ, гібридних накопичувачів енергії з огляду на мінімізацію втрат та інших критеріїв оптимізації режимів роботи ЕЕС [102, 103].

Застосування УПМ в мікромережах (microgrids) забезпечує координацію різних енергетичних компонентів (генератори, накопичувачі, споживачі) для досягнення ефективного розподілу електричної енергії та підтримання надійності роботи ЕЕС [104, 105].

УПМ дозволяє адаптувати споживання енергії в реальному часі, підвищуючи гнучкість і надійність мережі, знижуючи загальні витрати і сприяючи переходу на низьковуглецеві технології [106].

Використання методу УПМ для регулювання частоти та потужності в ЕЕС значно підвищує якість та гнучкість керування в сучасних енергетичних системах. УПМ для регулювання частоти опирається на прогнозуючу модель динаміки електроенергетичної системи, яка дозволяє передбачати зміни частоти та оптимально розподіляти керуючі впливи на електричні станції які задіяні у процесах регулювання частоти та активної потужності [27].

У роботі [107] запропоновано регулятор, який поєднує УПМ та алгоритм оптимізації методом рою частинок (PSO) [108]. Даний підхід дозволяє зменшити кількість розрахунків та підвищити ефективність роботи регулятора. Проте, параметри оптимізації мають фіксовані значення, що може призводити до неоптимального налаштування параметрів регулятора у різних умовах. Також у роботі

не розглянуто вплив обмежень на перетоки потужності між зонами енергосистеми, а також у внутрішніх перетинах кожної зони. Це пов'язано з тим, що модель є централізованою та однозонною, що суттєво спрощує топологію та виключає необхідність контролю за внутрішніми перетинами. Врахування таких обмежень вимагає більш складної топології та ускладнення математичної моделі регулятора. Крім того, автори не повністю врахували обмеження по резервам вторинного регулювання, зокрема не розглянули абсолютні обмеження на наявний резерв та швидкість зміни потужності кожної станції. Це не дозволяє оцінити ефективність розподіленого вторинного регулювання частоти та потужності з врахуванням реальних обмежень внутрішніх контрольованих перетинів та різних типів електростанцій.

У [109] запропоновано застосування регулятора на основі УПМ для вторинного регулювання частоти в низькоінерційних енергосистемах із використанням даних пристроїв системи моніторингу та передачі інформації (СМІР). У цій роботі до регулювання залучено кероване навантаження, а перетоки потужності враховані через матрицю Якобі, з врахуванням обмежень по швидкості зміни потужності навантаження та його меж. Проте обмеження у контрольованих перетинах не враховані, незважаючи на використання моделі 9-вузлової схеми. Також у якості резервів вторинного регулювання розглядається лише кероване навантаження, тоді як традиційні електростанції, такі як ТЕС і ГЕС, не беруть участі у регулюванні. Врахування їх роботи значно ускладнило б модель і регулятор. Відтак, для підвищення точності та практичної значущості запропонованого підходу необхідно вдосконалити регулятор, врахувавши обмеження по перетинах, технічні характеристики електростанцій та рівні частоти.

У дослідженні [110] розглянуто вторинне регулювання частоти в ізольованій енергосистемі з адаптивним регулятором на основі УПМ та теорії нечітких множин. Тут не враховані обмеження внутрішніх перетинів через спрощення моделі, що дозволяє уникнути складного опису топології мережі та не ускладнює

регулятор. Обмеження по діапазону регулювання електростанцій враховані не повністю, щоб зберегти плавність налаштування параметрів. Аналіз обмежень швидкості набору потужності проведено поверхово, оскільки детальний аналіз ускладнив би модель. Відсутність багатозонної координації пояснюється прагненням зберегти компактність алгоритму для локальної системи та знизити обчислювальні витрати. Незважаючи на це, запропонований підхід можна удосконалити, застосувавши його до багатовузлової моделі з контролем необхідних перетинів та обмеженнями по резервам вторинного регулювання частоти та потужності.

У роботі [91] розроблено модель регулятора на основі УПМ для вторинного регулювання частоти з врахуванням обмежень на міжсистемні перетоки та блоки електростанцій. Однак внутрішні перетини не враховані, оскільки їх включення значно ускладнює оптимізацію через велику кількість змінних і обмежень. Еквівалентування генераторів не дозволяє врахувати технічні обмеження окремих блоків, їх мінімальні та максимальні рівні, а також обмеження по швидкості зміни потужності. Це зроблено для збереження простоти моделі та швидкості розрахунків, а також через відсутність повної інформації про електричні станції.

У дослідженнях [111] також не врахували обмеження по внутрішнім перетинам, діапазону резервів вторинного регулювання та швидкості зміни потужності. Це суттєво обмежує застосування регулятора на основі УПМ у реальних умовах. Причинами є складність моделювання, відсутність детальної топології мережі, недостатність даних про генератори та високі обчислювальні витрати. Для подолання цих недоліків важливо розширити модель, врахувавши внутрішні перетини, мінімальні і максимальні значення потужності генераторів, а також динамічні обмеження зміни потужності резервів.

У роботі [112] застосування ортонормованих функцій Лагерра зменшило обчислювальні витрати при покроковій оптимізації з великим горизонтом про-

гнозування. Проте обмеження на зміну потужності теплових та гідроелектростанцій були завищені порівняно з реальними даними. Реальна система реагуватиме повільніше, що може спричинити коливання частоти або затримки. Якщо модель дозволяє швидко зміну потужності, потрібна менша кількість резервів регулювання частоти, але в реальності їх може бути недостатньо, коли блоки не встигнуть розвинути необхідну потужність. Також не враховані обмеження на внутрішні контрольовані перетини. Автори використали спрощену модель з завищеними обмеженнями, щоб продемонструвати працездатність методу на початковому етапі.

У дослідженні [113] запропоновано стратегію вторинного регулювання частоти на основі УПМ для систем із вітровими електростанціями. Втім, не розглянуто обмеження по внутрішнім перетинам, що важливо для запобігання перевантажень і моделювання перетоків. Також відсутній аналіз обмежень по генерації та швидкості набору потужності, що визначають фізичні можливості енергоблоків. Ймовірно, автори спростили модель для аналітичної зручності та через обмежений доступ до даних, що ускладнює комплексне врахування всіх обмежень.

Таким чином, аналіз існуючих робіт показує, що більшість досліджень зосереджені на спрощених моделях вторинного регулювання частоти, які не враховують важливі обмеження по внутрішнім перетинам, генерації та швидкості набору потужності. Це зменшує практичне застосування у реальних багатозонних енергосистемах з електричними станціями різних типів. Врахування даних обмежень ускладнює моделювання та оптимізацію, але є необхідним для підвищення точності та ефективності регулювання частоти та потужності.

Отже, існує нагальна потреба у проведенні досліджень, які б розв'язували ці невирішені задачі. Зокрема, необхідно розробити підхід до вторинного регулювання частоти та потужності з врахуванням обмежень по внутрішнім перетинам, реальних технічних обмежень енергоблоків та гідроагрегатів, включно зі

швидкістю зміни потужності. Це сприятиме підвищенню стійкості енергосистеми та підвищенню ефективності вторинного регулювання частоти та потужності при збільшенні частки відновлюваних джерел та складної топології мережі.

3.3 Оптимальне керування енергоблоками ГЕС та ТЕС

Згідно з вимогами [57, 58], резерв потужності нормованого первинного регулювання має розподілятися між електростанціями та їх енергоблоками (агрегатами) у межах енергосистеми рівномірно, наскільки це можливо. Такий принцип організації резервів забезпечує мінімальний час їх залучення при відхиленнях частоти та запобігає перевантаженню транзитних та міжсистемних ЛЕП.

При цьому слід брати до уваги такі особливості:

- схемна структура ЕЕС, що характеризується великою протяжністю системоутворюючих ЛЕП;
- наявність внутрішніх транзитних ЛЕП з низькою пропускнуою здатністю, які обмежують перетоки навіть у нормальних експлуатаційних режимах;
- широке застосування як локальних, так і системних засобів протиаварійної автоматики;
- значна частка АЕС у балансі ОЕС України, які мають обмежені регулювальні можливості;
- зосередження АЕС у певних регіонах ОЕС, що створює нерівномірність у регулювальних можливостях енергосистеми.

Формування та постійне підтримання резервів потужності вторинного регулювання на завантаження та розвантаження на спеціально виділених електростанціях необхідне у таких обсягах та з таким територіальним розташуванням, щоб забезпечити ефективне виконання завдань вторинного регулювання. Така організація резервів дозволяє не лише підтримувати необхідний рівень стабіль-

ності частоти в енергосистемі, а й дотримуватися встановлених обмежень перетоків у контрольованих перетинах. При цьому розміщення та величина резервів повинні враховувати технічні характеристики електростанцій та особливості структурної схеми енергосистеми, що забезпечує оптимальну швидкість реагування на зміни навантаження та мінімізацію ризиків перевантаження контрольованих перетинів.

У областях регулювання та обмеження перетоків потужності резерви вторинної потужності повинні мати достатній обсяг і бути розміщені таким чином, щоб забезпечувати виконання покладених завдань щодо обмеження перетоків. Це передбачає можливість зменшення нерегулярних коливань небалансу потужності та компенсації динамічних похибок регулювання балансу в години змін навантаження, а також забезпечення резервів для компенсації найбільш імовірних раптових втрат генерації або споживання відповідно до принципу надійності N-1 у межах конкретної області регулювання, визначеної системним оператором за розрахунковим небалансом потужності цієї області.

Для забезпечення максимальної надійності електропостачання резерви потужності вторинного регулювання слід розміщувати на електростанціях, технічні характеристики яких дозволяють оперативно вводити додаткову потужність у роботу. Найбільшу ефективність демонструють ГЕС та ГАЕС, які завдяки високій швидкості реакції можуть забезпечити стабілізацію частоти в ЕЕС при різних збуреннях. Розташування резервів у центрі або поблизу основних центрів споживання енергії додатково підвищує надійність електропостачання, дозволяючи оперативно реагувати на зміни навантаження та уникати перевантаження ЛЕП.

Розміщення навантажувального та частини аварійного резерву на ГЕС і ГАЕС є більш доцільним порівняно з ТЕС, оскільки воно забезпечує кращі маневрові якості, знижує капітальні витрати на формування резервів та скорочує

щорічні витрати на їх експлуатацію. Такий підхід дозволяє комплексно враховувати технічні характеристики резервів генерації, та їх територіальне розташування.

Оптимальне керування енергоблоками ГЕС та ТЕС передбачає початковий етап аналізу методів визначення місць розташування резервів. Згідно з прийнятою методикою, процес виділення резервів вторинного регулювання частоти та потужності здійснюється за визначеною послідовністю:

1. У заявках на РСВ постачальники зазначають максимальні значення цін, виходячи з числа включених у роботу одиниць генеруючого обладнання або їх комбінації.

2. Системний оператор забезпечує:

- оптимізацію вибору складу включених у роботу одиниць генеруючого обладнання проводиться відповідно до встановленого критерію:

$$\sum_d \sum_{t \in d} \sum_g \left\{ \sum_{b \in g \cap B_{opt}} \{ c_b^2 \hat{P}_b^{\min} \delta_{bt} + \Delta_b \hat{P}_b^{\max} [\delta_{bt} - \delta_{b(t-1)}]^+ - 24 * k_b [\delta_{bt} - \delta_{b(t-1)}]^- \} + \right. \\ \left. \sum_{b \in g} \sum_{l=1}^3 c_b^l P_{bt}^l + \sum_{b \in g \in R} \sum_{l=1}^3 c_b^l r_{bt}^{l+} \right\} \rightarrow \min, \quad (3.7)$$

де d - доба розрахунку; t - індекс часу для кожної одиниці генеруючого обладнання b , що належить до групи точок поставки генерації g ; B_{opt} - одиниці генеруючого обладнання, які беруть участь в оптимізації у момент часу t ; δ_b - булева змінна (1 або 0 що відповідає включеному або виключеному стану одиниці b у процесі оптимізації складу включеного обладнання до кінця періоду t); P_{bt} - мінна, що визначає величину завантаження одиниці b на l -й сходинці до кінця періоду t ; Δ_b - витрати на введення одиниці в роботу; k_b - індивідуальний коефіцієнт одиниці b , що застосовується для запобігання внутрішньодобових перезапусків; c_b - цінова заявка на рівнях $l = 1, 2, 3$; R - група одиниць генерації, які виділені системному оператору для несення резерву активної потужності на завантаження; R_{bt} - невід'ємна змінна, що характеризує величину резерву на завантаження одиниці b , для l -ї сходинки до кінця періоду t .

- інформування учасників оптового ринку та комерційного оператора про результати прийнятого рішення.

У результаті прийнятого рішення визначаються остаточний склад включеного в роботу генеруючого обладнання на першу добу розрахункового періоду та попередній розрахунковий склад включеного генеруючого обладнання на наступні дні періоду розрахунку.

У разі існування обмежень по балансу активної (3.8) та реактивної потужності, швидкості зміни потужності генерації та по пропускній здатності контрольованих перетинів, то вони додатково також враховуються.

$$\sum_{i \in I(j)} P_{ij}^t + \sum_{g \in G(j)} P_{gt} - \sum_{c \in C(j)} P_{ct} = 0, \quad (3.8)$$

де j – вузол мережі; g – генератори, c – навантаження.

Проблема оптимального визначення локалізації резервних потужностей в ЕЕС з урахуванням обмежень полягає в забезпеченні ефективного розподілу резервів з урахуванням реальної можливості їх використання у випадку аварійних ситуацій. Збільшення резервів у вузлах, де вони не можуть бути задіяні ефективно, не приносить практичної користі та призводить до необґрунтованих витрат. У системах із сильними зв'язками ці витрати зазвичай є незначними, тоді як при наявності слабких зв'язків, характерних для ОЕС України, вони можуть набувати суттєвого значення. Врахування обмеженої пропускної здатності перетинів ЕЕС вимагає, щоб оптимізація величини та розміщення резервів здійснювалась на основі мінімізації сумарних витрат, до яких відносяться як витрати на створення та підтримку резервів, так і очікуваний збиток споживачів від недовідпуску електроенергії. При цьому ефективність резервів визначається не лише їх загальною величиною, а й конкретним розташуванням у ЕЕС, що має прямий вплив на стабільність та надійність функціонування енергосистеми.

Отже вимоги до визначення обсягів та розміщення резервів активної потужності передбачають комплексний підхід, який забезпечує ефективність первин-

ного та вторинного регулювання енергосистеми. Основним критерієм при визначенні обсягу первинного резерву є аварійний розрахунковий небаланс потужності ЕЕС, тобто величина небалансу, здатного спричинити аварійне відхилення частоти. Розміщення резервів для первинного регулювання повинно здійснюватися таким чином, щоб пропускна здатність електричної мережі не обмежувала їх повну мобілізацію. В ідеалі резерви первинної потужності рівномірно розподіляються всередині кожної енергосистеми, що дозволяє знизити ймовірність перевантаження слабких ліній і контрольованих перетинів при виникненні аварійних небалансів. Величини необхідних вторинних резервів визначаються небалансами потужності, які покриваються вторинним регулюванням частоти та потужності у відповідній зоні. Розташування резервів АВРЧП слід узгоджувати з розміщенням резервів для нормального і аварійного регулювання частоти та третинного регулювання, що забезпечує комплексну координацію всіх рівнів регулювання потужності в системі.

Згідно з розглянутими вимогами, для формування керуючих впливів у САРЧП було застосовано метод УПМ. Цей підхід дозволяє передбачати динамічну поведінку енергоблоків, гідроагрегатів та інших елементів ЕЕС. Використання УПМ забезпечує інтеграцію даних про поточний стан системи з прогнозними оцінками, що підвищує ефективність управління резервами потужності та регулювання частоти і потужності в ЕЕС.

Метою вторинного регулювання частоти та перетоків потужності на основі прогнозуючої моделі є визначення оптимальної послідовності змін уставок активної потужності генерування з зонах регулювання, які забезпечують:

- відновлення частоти в кожній зоні регулювання до номінального значення;
- підтримання міжзонних перетоків потужності на заданому рівні.

На кожному кроці k_i розглядається послідовність майбутніх керуючих впливів [114]:

$$\Delta u(k_i), \Delta u(k_i + 1), \dots, \Delta u(k_i + N_c - 1), \quad (3.9)$$

де $\Delta u(k)$ – вектор змін активної потужності генераторів по зонах регулювання, [МВт], N_c – часовий горизонт керування.

Поточний стан ЕЕС визначається вектором стану $x(k_i)$, що формується з:

- $f_z(k_i)$ – значення відхилення частоти в зоні z від 50 Гц;
- $p_{ij}(k_i)$ – значення відхилення перетоку потужності між зонами i та j від заданого;
- $e(k_i)$ – інтегральні змінні, які відображають накопичену помилку по перетоках.

Основою управління на основі прогнозуючої моделі є розрахунок векторів стану системи на часовому горизонті N_p , що визначається, як вектор

$$x(k_i + m | k_i), \quad m = 1, \dots, N_p. \quad (3.10)$$

Розрахунок вектору (3.10) на горизонті N_p здійснюється з використанням лінеаризованої моделі ЕЕС (3.11). Розрахований вектор стану (3.10) дозволяє сформулювати прогноз вихідних змінних (4) системи (частот і міжзонних перетоків активної потужності).

$$x(k+1) = Ax(k) + B\Delta u(k), \quad y(k) = Cx(k), \quad (3.11)$$

$$y(k_i + m | k_i) = CA^{N_p} x(k_i) + CA^{N_p-1} B\Delta u(k_i) + \dots + CA^{N_p-N_c} B\Delta u(k_i + N_c - 1), \quad (3.12)$$

де A – матриця динаміки, B – матриця впливу керування, C – матриця виходів (спостереження), $y(k)$ включає $f_z(k)$ та $p_{ij}(k)$.

Під час вирішення задачі пошуку вектору (3.9) для вторинного регулювання частоти і перетоків потужності на основі УПМ мають враховуватися наступні обмеження:

Обмеження на потужність

$$p_z^{\min} \leq u_z(k) \leq p_z^{\max}. \quad (3.13)$$

Обмеження на швидкість зміни потужності в зонах регулювання

$$\frac{p_z^{\min}}{\Delta t} \leq \frac{u_z(k)}{\Delta t} \leq \frac{p_z^{\max}}{\Delta t}. \quad (3.14)$$

Обмеження на допустимі відхилення частоти

$$f_z^{\min} \leq f_z(k) \leq f_z^{\max}. \quad (3.15)$$

Обмеження на міжзонні перетоки та перетоки у контрольованих перетинах

$$|p_{ij}(k)| \leq p_{ij}^{\max}. \quad (3.16)$$

Слід зазначити, що при реалізації УПМ в електроенергетичних системах важливо забезпечити допустимість оптимізаційної задачі навіть у режимах, коли всі жорсткі обмеження не можуть бути одночасно виконані [115]. З цією метою до задачі МПМ вводяться змінні пом'якшення (s_v), які дозволяють тимчасові порушення певних технічних обмежень за умови їх штрафування в цільовій функції. Для кожного обмеження (3.13)–(3.16) модифіковане обмеження із застосуванням пом'якшення формується як

$$z_{\min} - s_v^z \leq z(k) \leq z_{\min} + s_v^z, \quad s_v^z \geq 0. \quad (3.17)$$

Для уникнення невикористаних порушень обмежень, усі пом'якшення включаються до цільової функції як штрафні члени

$$J(\cdot) = \dots + \rho_f s_v^f + \rho_p s_v^p + \rho_u s_v^u + \rho_{\Delta u} s_v^{\Delta u}, \quad (3.18)$$

де $\rho_* \gg 0$ – вагові коефіцієнти, що визначають «вартість» кожного типу порушення. Велике значення вказаних коефіцієнтів змушує оптимізатор повністю дотримуватись відповідного обмеження, якщо це можливо.

Таким чином цільова функція регулювання згідно запропонованого підходу формується як квадратичний функціонал:

$$J(u_k) = \sum_{k=0}^{t_f} (z_k^T Q z_k + u_k^T R u_k + 2z_k^T N u_k) + \phi(x_t, t_f) + \rho s_v, \quad (3.19)$$

де

- $z_k = y(k) - r(k)$ – вектор відхилень частоти і перетоків від заданих значень,
- Q, R, N – вагові матриці,
- $\phi(x_t, t_f)$ – штрафні функції за кінцевий стан (може бути нульовим).

Виходячи з (3.20), в процесі регулювання на основі УПМ на кожному кроці формування керуючих впливів вирішується задача квадратичного

програмування:

$$\text{minimize } J(u_k) \quad \text{subject to } Mz_k \leq \gamma(z_k), \quad (3.20)$$

де

- M – матриця обмежень (активація меж по частоті, потужності, перетоках),
- $\gamma(z_k)$ – вектор меж,
- u_k – вектор зміни активних потужностей по зонах,
- z_k – вектор помилок регулювання.

Реалізація системи прогнозуючого управління для задач автоматичного вторинного регулювання частоти та міжзонних перетоків потужності ґрунтується на принципі зворотного зв'язку: вимірювання \rightarrow прогноз \rightarrow оптимізація \rightarrow керуючий вплив \rightarrow оновлення даних. На кожному кроці дискретного часу k_i виконується п'ять основних етапів.

– Оцінка стану

Вектор стану $x(k_i)$ визначається за поточними вимірюваннями відхилень частоти в кожній зоні регулювання та відхилень активної потужності на міжзонних з'єднаннях. За потреби, внутрішні змінні, зокрема інтегровальні компоненти ПІ-регуляторів, можуть оцінюватися за допомогою методів фільтрації, наприклад, фільтра Калмана.

– Побудова прогнозу

На основі лінеаризованої моделі електроенергетичної системи (3.11) формується прогноз динаміки станів та виходів у межах горизонту прогнозування N_p з використанням послідовності майбутніх керуючих впливів $\Delta u(k)$. Прогноз виходів системи – відхилень частоти по зонах та відхилень міжзонних перетоків – будується відповідно до (3.12).

– Розв'язання оптимізаційної задачі

Задача мінімізації квадратичного критерію (3.19) з врахуванням обмежень (5)-(9) вирішується, як задача квадратичного програмування. Вхідними даними

ϵ : поточний стан $x(k_i)$ уставки по частоті та перетоках, матриці моделі (A, B, C), вагові коефіцієнти (Q, R, N), а також допустимі межі змінних.

– Застосування керуючого впливу

До фізичної системи застосовується лише перший елемент оптимального вектора ΔU , тобто $\Delta u(k_i)$. На наступному кроці оптимізація повторюється на основі оновленого стану.

– Оновлення даних

Після закінчення періоду дискретизації Δt (зазвичай 4–10 с), система переходить до нового кроку Δk_{i+1} і цикл повторюється.

У системі диспетчерського управління та збору даних (SCADA) середовищі реалізація регулятора виконується як розширення САРЧП. Основні аспекти інтеграції включають:

– Збір та обробка даних

Вхідні дані (частоти та активні перетоки) надходять з пристрою віддаленого терміналу (RTU), SCADA або пристрою вимірювання комплексної амплітуди (PMU). Для підвищення точності використовується агрегація з кількох джерел. Передача даних реалізується за стандартами IEC 60870-5-104, DNP3 або IEC 61850 для забезпечення інтеграції з існуючою диспетчерською інфраструктурою, що забезпечує сумісність протоколів.

– Позапланове завдання зміни потужності станцій

Розраховані зміни потужності передаються на станційний рівень САРЧП регулятори генераторів або до модуля централізованого розподілу потужності між зонами.

– Адаптація моделі

Матриці моделі (A, B, C) оновлюються відповідно до змін навантаження або результатів ідентифікації на основі фактичних даних. Можливе використання агрегованих моделей зон.

– Дискретизація

Період дискретизації регулятора обирається відповідно до вимог стандартів ENTSO-E для вторинного регулювання і, як правило, становить від 4 до 10 секунд.

Розроблений регулятор на основі запропонованого підходу впроваджено у САРЧП системного рівня.

Висновки по 3 розділу

1. Аналіз ефективності вторинного регулювання частоти та активної потужності при використанні різних методів налаштування параметрів регулятора показав, що застосування центрального регулятора на основі теорії нечіткої логіки при залученні енергоблоків ТЕС з врахуванням котельного обладнання хоч і забезпечує виконання чинних вимог до регулювання частоти та активної потужності, але не враховує обмеження у контрольованих перетинах в енергосистемі.

2. Виконано аналіз підходів до застосування УПМ в задачах регулювання режимів ЕЕС. Встановлено, що використання УПМ дозволить врахувати обмеження на значення наявних резервів активної потужності на завантаження та розвантаження, швидкостей набору та скидання потужності, значень режимних параметрів, що визначають межі стійкості ЕЕС та допустимості режиму.

3. Показано, що для вирішення вказаних проблем, пов'язаних з використанням УПМ, виникає необхідність використання динамічної моделі електроенергетичної системи.

4. Отримані результати свідчать про доцільність проведення дослідження ефективності регулювання частоти та потужності в ОЕС на основі прогностуючої моделі та виконання структурного та параметричного синтезу системи регулювання частоти та потужності з енергоблоками ТЕС з врахуванням котельного обладнання та ГЕС.

РОЗДІЛ 4 РОЗРОБКА РЕГУЛЯТОРА ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ З ВРАХУВАННЯМ КОТЕЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ ЕНЕРГОБЛОКІВ ТЕС ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЙОГО РОБОТИ

4.1 Розробка регулятора на основі прогнозуючої моделі

Для інтеграції моделей ЕЕС, розроблених у PowerFactory, із зовнішніми джерелами інформації та потоками даних передбачено низку спеціалізованих інтерфейсів. Це дозволяє реалізовувати нові підходи і методи автоматичного регулювання, моделювання яких у середовищі PowerFactory є складним або неможливим. Інтерфейси забезпечують організацію двосторонньої взаємодії з зовнішніми системами, що дозволяє розширювати функціональні можливості середовища, інтегрувати його з іншими програмними продуктами та формувати більш гнучкі й адаптивні моделі процесів управління та автоматичності.

До таких інтерфейсів належать:

- MATLAB: середовище PowerFactory передбачає прямий інтерфейс взаємодії з MATLAB, який може безпосередньо застосовуватися у DSL-моделях при моделюванні режимів електроенергетичних систем [116]. Такий підхід є досить зручним, оскільки не вимагає додаткових інструментів чи програмних засобів для інтеграції [117]. Водночас досвід практичного використання [108] свідчить, що швидкодія цього механізму є обмеженою: при моделюванні великих енергосистем час розрахунків значно зростає, що знижує ефективність проведення масштабних імітаційних досліджень.;

- OPC: OPC є поширеним промисловим стандартом, який призначений для забезпечення взаємодії між промисловими системами автоматизації та програмними комплексами, включаючи SCADA [118]. Його застосування дозволяє уніфікувати процес обміну інформацією і командами, що спрощує інтеграцію різнорідних засобів автоматизації у єдиний інформаційний простір. Разом з тим,

даний підхід має певні обмеження. Зокрема, взаємодія організовується через спеціалізоване програмне забезпечення, яке з одного боку функціонує як OPC-сервер для промислових програмних комплексів, а з іншого – реалізує індивідуальний механізм інформаційного обміну та керування з конкретними пристроями автоматички, що може ускладнювати архітектуру системи [119].

– RCOM: інтерфейс, який забезпечує можливість керування процесом моделювання з зовнішніх програмних комплексів. Проте сам розробник відносить його до застарілих рішень і заявляє про намір поступової відмови від нього. У перспективі планується перехід на більш універсальний і сучасний інструмент – інтерфейс на основі мови програмування Python, який має забезпечити розширені можливості інтеграції та зручність у застосуванні [120].

– API: прямий програмний інтерфейс PowerFactory, який реалізується шляхом підключення спеціально скомпільованих бібліотек, які завантажуються середовищем та містять наперед визначений набір функцій із заданими вхідними та вихідними параметрами. Такий підхід вважається одним із найшвидших способів інтеграції зовнішніх моделей у PowerFactory, оскільки забезпечує високу продуктивність та мінімальні затримки при обміні даними. Водночас його застосування потребує представлення моделей у формі бібліотек визначеної структури, що вимагає відповідних знань і практичного досвіду програмування на мові C++ [117].

– DGS: інтерфейс PowerFactory забезпечує можливість обміну даними з файлами поширених стандартних форматів [121]. Зокрема підтримується робота з текстовими файлами у форматі ASCII, файлами XML, а також з документами Microsoft Excel та базами даних Microsoft Access. Такий спосіб взаємодії є зручним як для імпорту зовнішніх вхідних даних у моделі, так і для експорту результатів розрахунків та моделювання.

Модель регулятора на основі методу УПМ була реалізована в середовищі MATLAB. Незважаючи на те, що ПЗ PowerFactory має інтегрований інтерфейс

для взаємодії DSL-моделей із MATLAB під час моделювання режимів роботи ЕЕС, практичне застосування цього підходу показало його низьку ефективність, що супроводжувалось суттєвим збільшенням часу розрахунків. З огляду на це було прийнято рішення оптимізувати процес взаємодії моделей MATLAB з середовищем PowerFactory з метою скорочення часу моделювання.

Найшвидшою та найгнучкішою формою інтеграції зовнішніх моделей до середовища PowerFactory є прямий програмний інтерфейс, реалізований через завантаження спеціальних скомпільованих бібліотек, які містять конкретний набір функцій із визначеним переліком вхідних і вихідних параметрів

На рис.4.1 наведено структурну схему організації та взаємодії компонентів програмного інтерфейсу середовища PowerFactory.

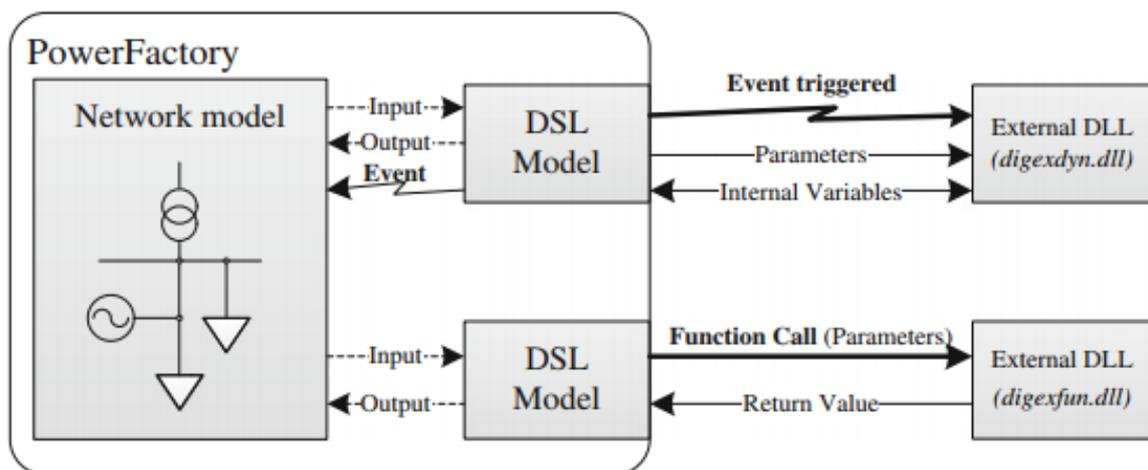


Рисунок 4.1 – Схема організації та взаємодії компонентів програмного інтерфейсу середовища PowerFactory

Під час завантаження моделі ПЗ PowerFactory автоматично здійснює пошук файлу digexdyn.dll у папці запуску. Якщо такий файл присутній, система намагається його завантажити, при цьому виконується стандартна функція DllMain, яка може використовуватися для початкової ініціалізації моделі.

Файл `digexdyn.dll` експортує заздалегідь визначену функцію `RegisterFunctions`, яка викликається середовищем `PowerFactory`. Основне призначення цієї функції – передати до `PowerFactory` перелік функцій, доступних для виклику DSL-моделями під час моделювання режимів роботи ЕЕС. Кожна з експортованих функцій має визначений набір параметрів (табл.4.1), що гарантує коректну інтеграцію зовнішніх моделей та забезпечує узгодженість обміну даними між середовищами.

Таблиця 4.1 – Опис параметрів функцій

Тип даних	Ім'я	Опис
<code>double</code>	<code>tEvent</code>	поточний час моделювання.
<code>double**</code>	<code>dParams</code>	показчик на масив параметрів моделі, що передаються до моделі.
<code>const double**</code>	<code>dOuts</code>	показчик на масив вихідних параметрів, що повертаються з моделі.
<code>char**</code>	<code>eventstr</code>	показчик на масив текстових повідомлень для переліку подій, що складається з 5 повідомлень про події до 100 символів кожне.
<code>char*</code>	<code>msg</code>	показчик на текстове повідомлення від зовнішньої моделі для <code>PowerFactory</code> для термінального вікна моделювання.
<code>int</code>	<code>nParams</code>	кількість параметрів моделі.
<code>int</code>	<code>nOuts</code>	кількість вихідних параметрів моделі.

Загальна схема взаємодії функцій зовнішніх моделей із DSL-моделями середовища `PowerFactory` наведена на рис.4.2.

Для забезпечення взаємодії між середовищами `MATLAB` та `PowerFactory` необхідно перевести режим моделювання режиму роботи ЕЕС у `PowerFactory` на режим із фіксованим кроком часу.

Експорт із ПЗ `MATLAB` моделі регулятора УПМ здійснювався шляхом компіляції моделі у вигляді зовнішньої бібліотеки, що дозволяє інтегрувати її в середовище `PowerFactory` для подальшого моделювання.

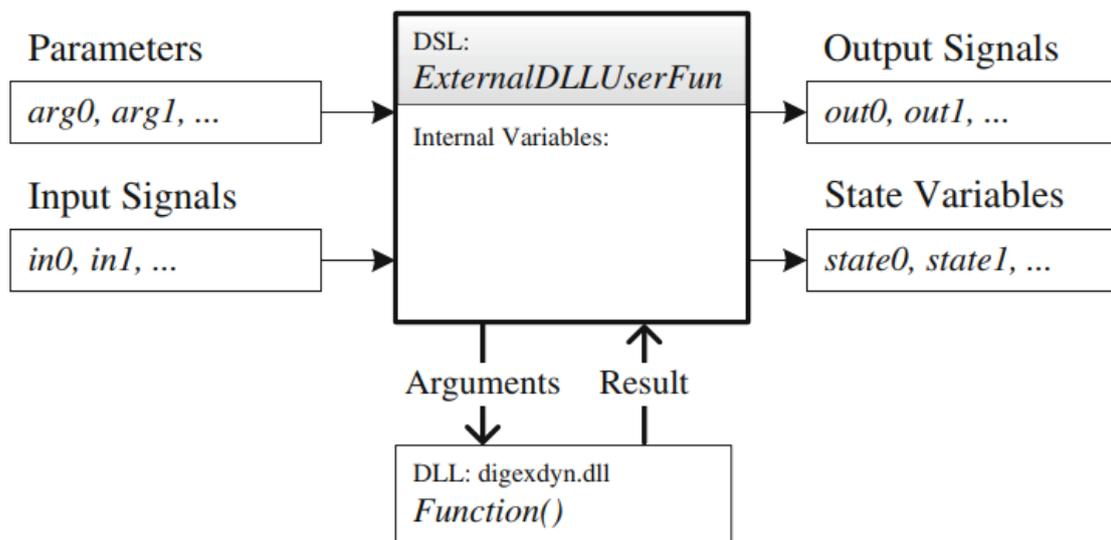


Рисунок 4.2 – Схема взаємодії функцій зовнішніх моделей із DSL-моделями середовища PowerFactory

Усі вхідні та вихідні сигнали моделі регулятора УПМ у ПЗ MATLAB одночасно виступають вхідними і вихідними змінними для моделі ЕЕС у середовищі PowerFactory, підключаються до спеціалізованих блоків Inport та Outport у MATLAB (рис. 4.3).

Додатковою умовою є переведення моделі у формат із фіксованим кроком (Додаток А, рис.1), при цьому значення кроку має узгоджуватися з параметрами моделювання у PowerFactory. Крім того, у налаштуваннях моделі необхідно змінити цільову платформу в меню Configuration Parameters → Code Generation → Target Selection, обравши варіант Generic Real-Time Target (Додаток А, рис.2).

Компілювання моделі здійснюється шляхом виклику пункту меню Code->c/C++ Code->Build Model (Додаток А, рис.3).

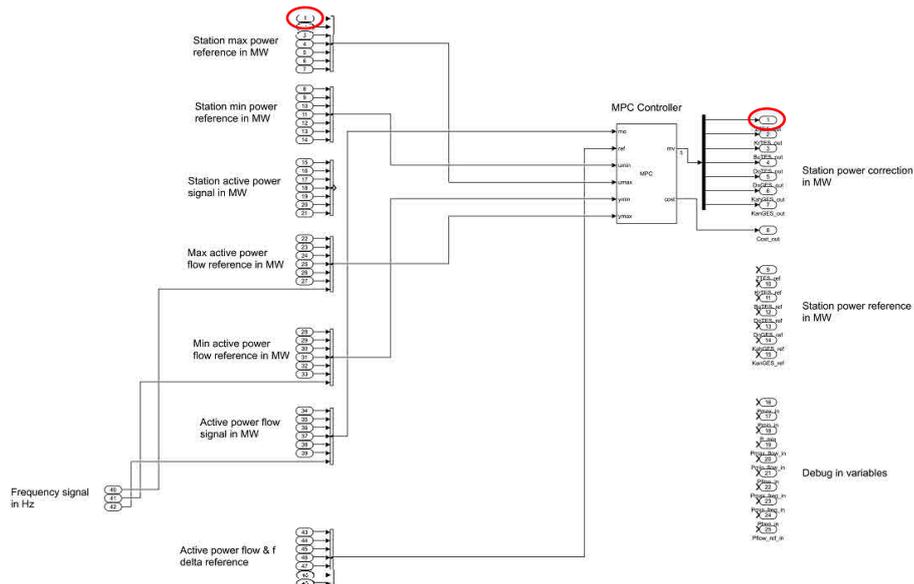


Рисунок 4.3 – Модель регулятора УПМ у ПЗ MATLAB

Результати процесу компілювання можна переглянути у вікні звіту генерації коду (Додаток А, рис.4).

В результаті компілювання буде отримано бібліотеку <ім'я моделі>.dll із 3-а експортованими функціями:

- <ім'я моделі>_model_initialize – функція ініціалізації моделі.
- <ім'я моделі>_step – функція виконання чергового кроку моделювання.

Ця функція повинна викликатися при кожному кроці моделювання;

- <ім'я моделі>_terminate – функція переривання процесу моделювання.

А також експортуються 2 структури:

- <ім'я моделі>_U – структура із входніми параметрами моделі;
- <ім'я моделі>_Y – структура із вихідними параметрами моделі.
- <ім'я моделі>_U та <ім'я моделі>_Y компілюються у структури, що

містять поля з іменами входів та виходів моделі MATLAB, що скомпільована, але по суті можуть бути представлені як масиви змінних типу real.

Варто підкреслити, що значення кроку у моделі в ПЗ PowerFactory має бути ідентичним кроку, встановленому у моделі в ПЗ MATLAB, оскільки передача

поточного часу між середовищами безпосередньо не здійснюється. Виклик функції `<ім'я моделі>_step()` інтерпретується як завершення одного кроку розрахунку, що відповідає заданому часовому інтервалу. Таким чином, для забезпечення коректної синхронізації обчислювального процесу між ПЗ PowerFactory та MATLAB необхідно виконувати виклик `<ім'я моделі>_step()` на кожному кроці моделювання у PowerFactory.

Для забезпечення взаємодії між моделями в MATLAB та PowerFactory була створена спеціалізована бібліотека `digexdyn.dll`. У її функціонал закладено механізм трансляції викликів із PowerFactory до MATLAB. Узагальнена структурна схема такої взаємодії подана на рис. 4.4.

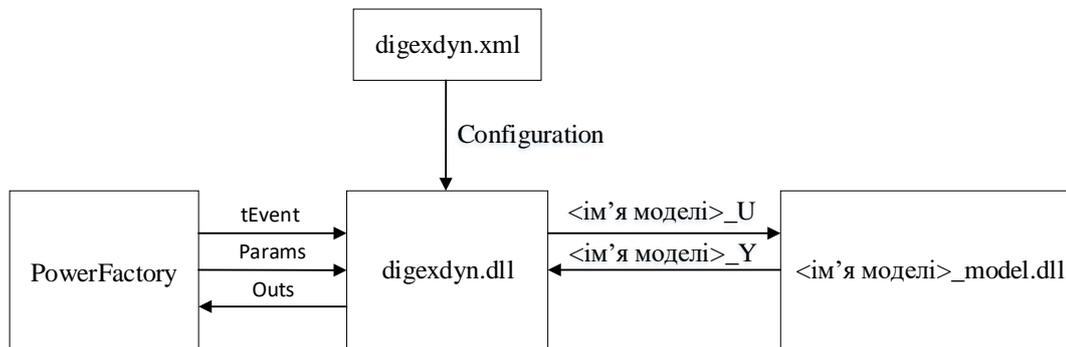


Рисунок 4.4 – Структурна схема взаємодії PowerFactory із моделлю MATLAB

З метою уніфікації процесу виклику моделей ПЗ MATLAB із середовища PowerFactory було запроваджено використання конфігураційного файлу `digexdyn.xml`. У ньому задаються параметри роботи бібліотеки `digexdyn.dll`. Зокрема, файл містить інформацію про назву моделі ПЗ MATLAB, яка одночасно застосовується для формування ідентифікаторів функцій та структур даних цієї моделі, а також описує відповідність між вхідними й вихідними параметрами моделей в PowerFactory та MATLAB.

Структура файлу `digexdyn.xml` наведена в рис.5 Додатка А.

Зовнішні функції DSL, які керовані подіями або ініційовані діями користувача забезпечують широкі можливості для розширення функціоналу DSL. Водночас слід враховувати, що DSL функціонує виключно в режимі динамічного чи миттєвого моделювання. Для цього можуть застосовуватись два основних підходи. При використанні DSL-блоків усі необхідні змінні мають бути заздалегідь підключені до композитної моделі ще до початку процесу моделювання. Доступ до довільних сигналів у тому вигляді, в якому вони надаються через API, у такому режимі є недоступним.

Механізм використання функцій мови C/C++ ґрунтується на виклику події, якій присвоєно спеціальну назву, що відповідає назві зовнішньої функції. Виклик такого методу здійснюється за допомогою спеціальних блокових змінних DSL, які передаються як аргументи. До них належать:

- час моделювання;
- параметри (включаючи як зовнішні, так і внутрішні змінні);
- вихідні змінні, що залишаються сталими в процесі моделювання.

У механізмі зовнішніх функцій блоку DSL вхідні змінні безпосередньо не передаються. Реалізований метод формує рядок, який представляє виклик події DSL, при цьому допускається одночасний виклик до п'яти подій. Параметри, включаючи внутрішні змінні, залишаються змінними і можуть використовуватися для передачі будь-якої кількості результатів від зовнішньої функції назад у блок DSL. При використанні цього механізму слід враховувати специфіку роботи з масивом параметрів, який включає як зовнішні, так і внутрішні змінні, оголошені виключно для даного блоку DSL, впорядковані за алфавітним порядком (Додаток А, рис.6).

Порядок елементів у списку параметрів має бути відомим для забезпечення доступу до потрібної змінної. На практиці вхідні змінні призначаються внутрішнім параметрам, до яких здійснюється доступ за допомогою зовнішньої функції.

Для повернення результатів зовнішньої функції у блок DSL спочатку вони прив'язуються списку параметрів у DLL, після чого відповідні внутрішні параметри прив'язуються до вихідних змінних DSL. Оскільки зовнішній функції передається розмір списку параметрів і кількість виходів, точна кількість вхідних змінних визначається лише за наявності відомої кількості параметрів DSL. На практиці рекомендується створювати блоки з простою та чітко визначеною функціональністю, де кількість параметрів фіксована. Залежно від поведінки блоку DSL, виклик функції може відкладатися до наступного кроку моделювання, тоді як подія може негайно впливати на модель мережі. Події в DSL активуються при позитивному нульовому переході тактового аргументу, наприклад, при зміні його значення з -1 на +1, що дозволяє регулювати частоту дискретизації виклику події.

При застосуванні зовнішньо-оголошених функцій, реалізованих на мові C/C++, зовнішня функція DSL може бути інтегрована та викликана безпосередньо із блоку DSL як стандартна вбудована функція. Незважаючи на відносну простоту реалізації та використання, доступ можливий лише до тих зовнішніх змінних, які передані як аргументи, при цьому в DSL можна передати лише одне значення результату. Результат може бути переданий безпосередньо через вихідний сигнал блоку. Під час виклику функції також можливий обмін даними із зовнішніми програмними комплексами. Для реалізації такої зовнішньої функції на мові C/C++ вона повинна бути створена в `userdyn.dll` і зареєстрована у файлі, де міститься `RegisterFunctions`. Після цього функція додається до модуля ініціалізації (`userdyn.def`) для забезпечення правильної інтеграції в середовище DSL.

На основі існуючих механізмів зв'язку ПЗ Matlab та PowerFactory, була розроблена модель регулятора УПМ, що представлено в додатку А, та інтегрована в контур САРЧП для виконання функцій центрального регулятора.

4.2 Дослідження впливу блоків ГЕС та ТЕС на ефективність регулювання частоти і потужності

Для порівняння ефективності вторинного регулювання були проведені дослідження при використанні регулятора в системній частині САРЧП на основі запропонованого підходу УПМ та III закону регулювання. Дослідження проводились з використанням динамічної моделі ЕЕС, яка розроблена у 2 розділі. У вторинному регулюванні частоти приймають участь 4 теплові електричні станції (ТЕС-1, ТЕС -2, ТЕС -3, ТЕС -4) та 3 гідроелектростанції (ГЕС -1, ГЕС -2, ГЕС -3). У табл.4.1 наведений їх перелік.

Таблиця 4.2 – Склад станцій, які залучені до вторинного регулювання частоти та потужності

Вид станцій	Назва станції	Кількість енергоблоків/гідроагрегатів, шт
ТЕС	ТЕС-1	2
	ТЕС-2	2
	ТЕС-3	1
	ТЕС-4	8
ГЕС	ГЕС-1	6
	ГЕС-2	6
	ГЕС-3	24

Дослідження режимів роботи ЕЕС проводились для двох варіантів конфігурацій складу станцій, які приймають участь у вторинному регулюванні частоти:

- тільки енергоблоки ТЕС;
- гідроагрегати ГЕС та енергоблоки ТЕС.

Слід зазначити, що станції, які залучені до вторинного регулювання частоти та потужності, відповідно до режиму працюють з плановою вихідною потужністю, одночасно підтримуючи встановлений резерв вторинного регулювання. Величина збурення розглядалась згідно принципу N-1. Для ОЕС України це вимкнення найбільшого енергоблоку в енергосистемі потужністю 1000 МВт. Розглядалось відключення енергоблоку АЕС, яка розташована у південному регіоні України. Відключення енергоблоку АЕС для всіх досліджень відбувалось на 3 с. Контроль рівня частоти здійснювався у кожній когерентній зоні (Зона-1, Зона-2, Зона-3) [122]. Серед контрольованих перетинів розглядалось 5 внутрішньосистемних перетинів з обмеженнями величини перетоків активної потужності, які приведені у табл.4.2.

Таблиця 4.3 – Обмеження величини перетоків потужності у контрольованих перетинах

Перетин	Максимальне значення, МВт	Мінімальне значення, МВт	Режимне значення, МВт
Перетин-1	2055	1800	2001
Перетин -2	1950	1500	1907
Перетин -3	400	100	314
Перетин -4	865	500	800
Перетин -5	2910	2500	2856

Додатково розглядалися переток потужності по зовнішньому перетину (Перетин -6) із сусідньою енергосистемою.

4.2.1 Дослідження впливу блоків ГЕС та ТЕС без врахування котельного обладнання на ефективність регулювання частоти і потужності з ПІ регулятором

Аналіз результатів моделювання відключення енергоблоку АЕС при участі у вторинному регулюванні **тільки енергоблоків ТЕС без врахування котельного обладнання** показав, що максимальне відхилення частоти становило -55 мГц, усталене значення рівня частоти становило 49,978 Гц (рис.4.5).

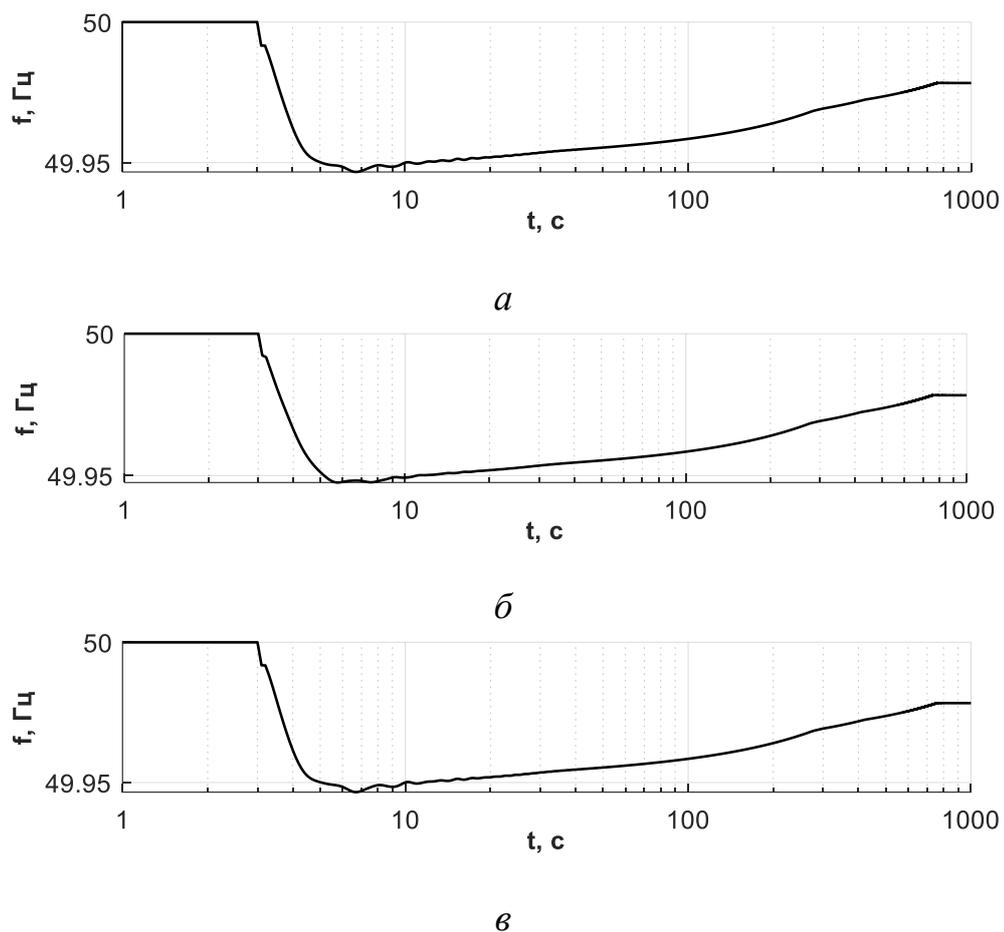


Рисунок 4.5 – Графік зміни частоти у контрольованих зонах ЕЕС:

a – Зона-1; *б* – Зона-2; *в* – Зона-3

Значення потужностей ГЕС, який представлено на рис.4.6, у післяаварійному режимі не змінилось, оскільки вони не приймали участь у вторинному регулюванні.

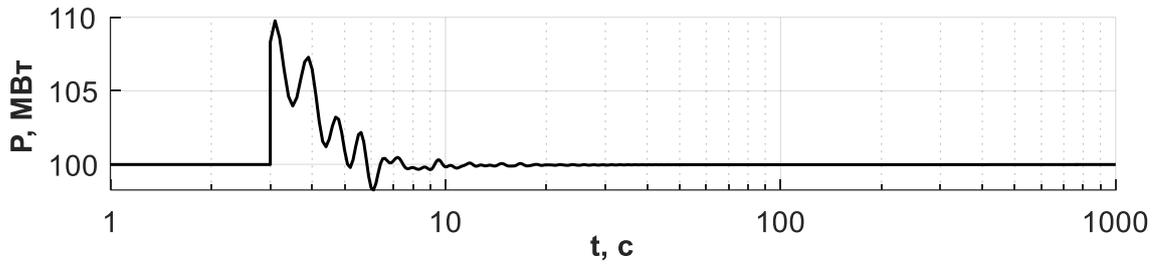
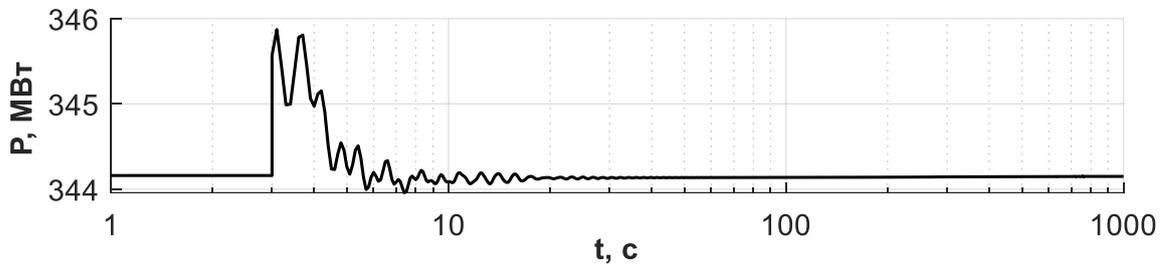
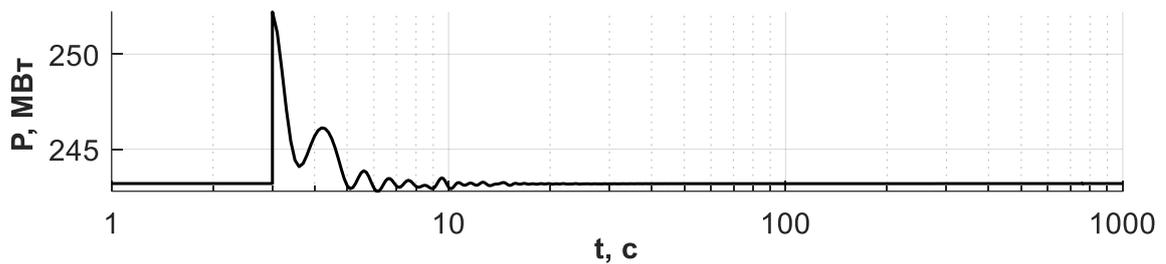
*a**б**в*

Рисунок 4.6 – Графік зміни потужностей гідроелектростанцій: *a* – ГЕС-1; *б* – ГЕС-2; *в* – ГЕС-3.

На рис.4.7 приведено графік зміни активної потужності ТЕС, які приймають участь у вторинному регулюванні частоти та потужності. Згідно отриманих даних усі енергоблоки збільшили свою вихідну потужність, сумарний резерв вторинного регулювання, який був задіяний у даному досліді становив 449.8 МВт.

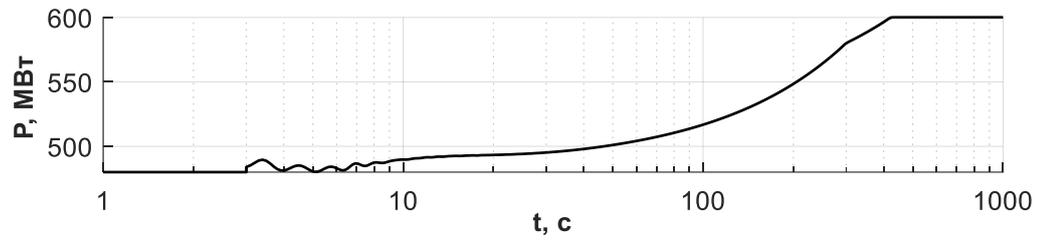
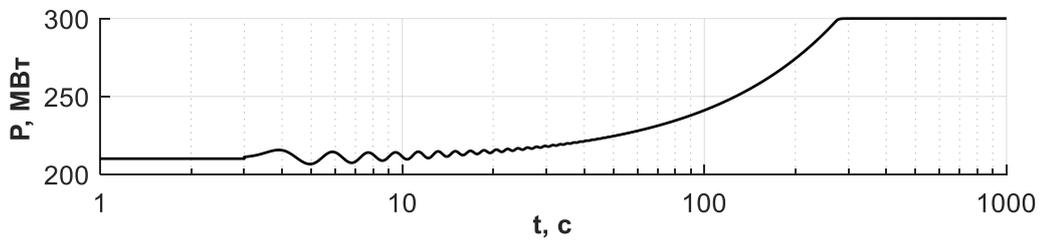
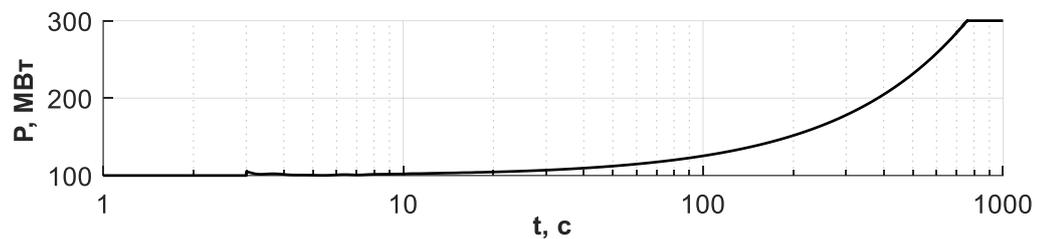
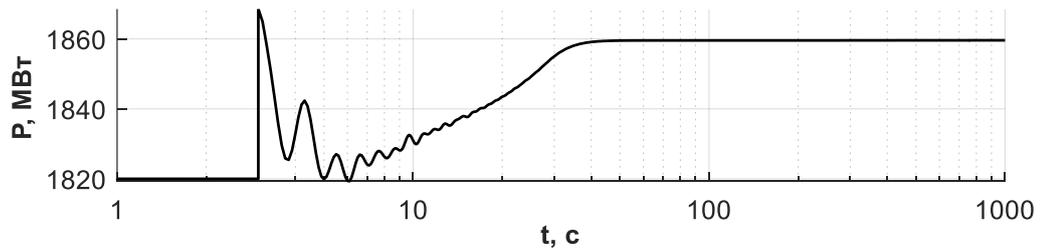
*a**б**в**г*

Рисунок 4.7 – Графік зміни потужностей теплових електростанцій:

a – ТЕС-1; *б* – ТЕС-2; *в* – ТЕС-3; *г* – ТЕС-4.

Найбільше значення максимального динамічного відхилення перетоку потужності по перетинам становило 848 МВт (Перетин-3), нове усталене значення для цього перетину становило 1331 МВт (рис.4.8).

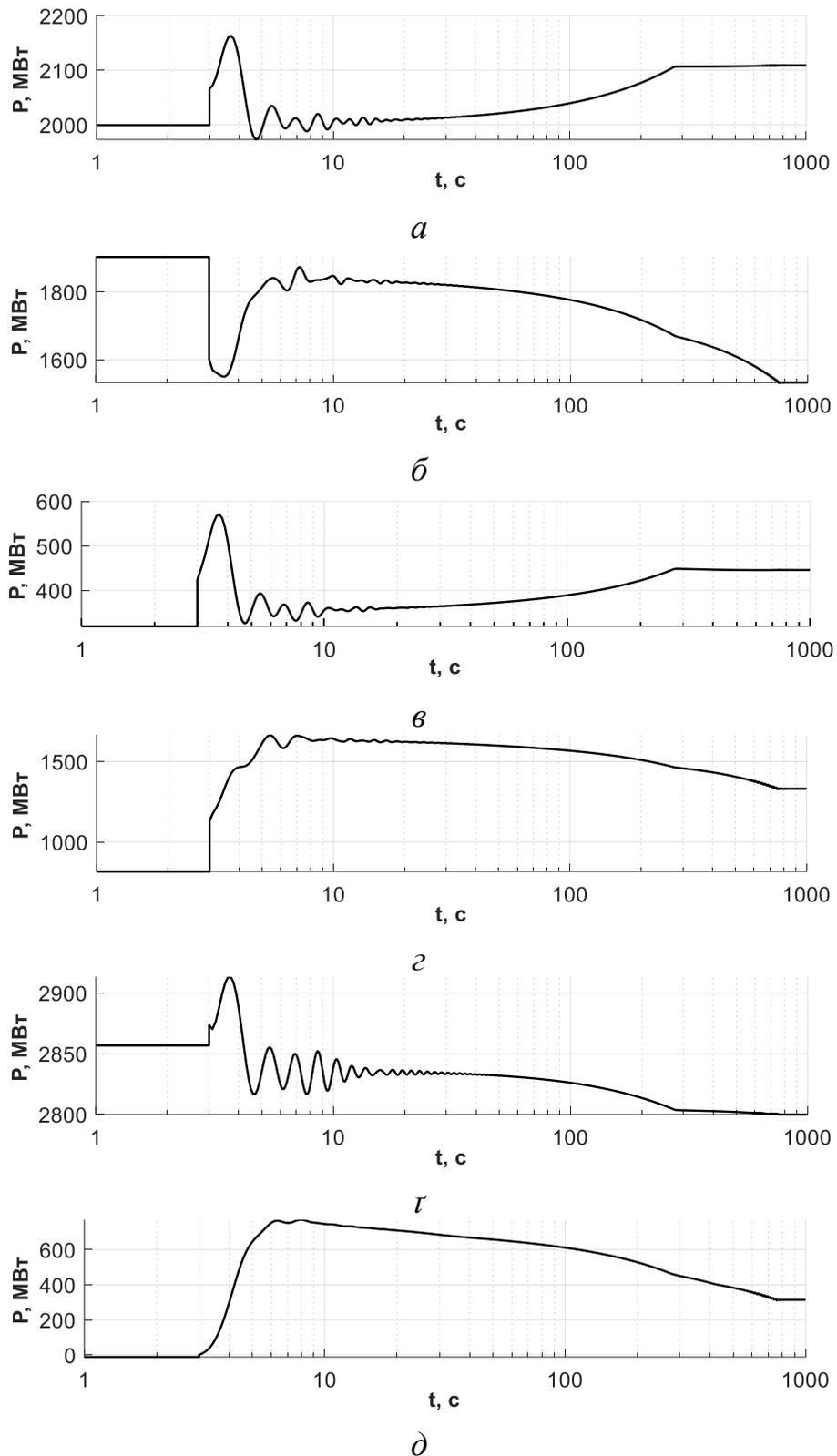


Рисунок 4.8 – Графік зміни перетоків потужностей контрольованих перетинів: *a* – Перетин-1; *б* – Перетин-2; *в* – Перетин-3; *г* – Перетин-4; *д* – Перетин-5; *е* – Перетин-6.

Максимальне динамічне відхилення сальдо перетоку (Перетин-6) з сусідньою енергосистемою становило 780 МВт, відхилення в післяаварійному усталеному режимі становило 323 МВт.

Аналіз результатів моделювання показав, що резервів потужності вторинного регулювання з використанням енергоблоків ТЕС без врахування котельного обладнання недостатньо. Значення частоти не відповідає номінальному значенню з допустимими відхиленнями, сальдо перетік потужності не відновлюється до значення передаварійного режиму.

Результати моделювання відключення енергоблоку АЕС із залученням **ГЕС і ТЕС без врахування котельного обладнання** показали, що максимальне динамічне відхилення частоти в енергосистемі після виникнення збурення становило -53 мГц. Тривалість відновлення рівня частоти до $50\text{Гц}\pm 20\text{мГц}$ становила 83 с., час відновлення до рівня $50\text{Гц}\pm 10\text{мГц}$ становив близько 87 с. Значення частоти відновилося до початкового значення і становило 50 Гц. Усі розглянуті станції збільшили вихідну потужність. Найбільше максимальне відхилення перетоку потужності спостерігалось у Перетині-4, після перехідного процесу нове усталене значення становило 513 МВт. Максимальне динамічне відхилення значення Сальдо перетоку потужності становило 779 МВт. Впродовж 15 хв значення сальдо перетоку потужності відновилося до номінального значення. Графіки зміни активних потужностей досліджуваних ТЕС, ГЕС, перетинів, сальдо перетоку та зміни частоти наведені на рис.1-рис.4 додатка Б.

4.2.2 Дослідження впливу блоків ГЕС та ТЕС з врахуванням котельного обладнання на ефективність регулювання частоти і потужності з ПП регулятором

Дослідження впливу котельного обладнання на ефективність вторинного регулювання частоти та потужності з ПП регулятором проводились аналогічно до п.4.2.1.

Аналіз результатів моделювання аварійного вимкнення енергоблоку АЕС із залученими тільки ТЕС до вторинного регулювання показав, що рівень частоти не відновився до номінальних значень згідно чинних вимог. Максимальне відхилення частоти становило 51 мГц, значення частоти зафіксувалося на рівні 49.976 мГц. Сумарне значення задіяних резервів вторинного регулювання становило 428 МВт, що на 21.8 МВт менше у порівнянні з аналогічним дослідом у п.4.2.1., але без врахування котельного обладнання. Значення претоків потужності у контрольованих перетинах та міждержавних лініях суттєво не відрізняються від п.4.2.1. Графіки зміни активних потужностей досліджуваних ТЕС, ГЕС, перетинів, сальдо перетоку та зміни частоти наведені на рис.5-рис.8 додатка Б.

Аналіз результатів моделювання режиму роботи ЕЕС при залученні ГЕС та ТЕС до вторинного регулювання при вимкненні енергоблоку АЕС показали, що значення частоти відновилося до $50\text{Гц} \pm 20\text{мГц}$ за 97 с., а до $50\text{Гц} \pm 10\text{мГц}$ – за 153 с. Сумарний залучений резерв вторинного регулювання для ТЕС склав 328 МВт, а для ГЕС він становив 421,6 МВт. Максимальне відхищення відносно обмежень претоків у контрольованих перетинах спостерігається в Перетині 4 і складає 53%. Графіки зміни активних потужностей досліджуваних ТЕС, ГЕС, перетинів, сальдо перетоку та зміни частоти наведені на рис.9-рис.12 додатка Б.

4.2.3 Дослідження впливу блоків ГЕС та ТЕС з врахуванням котельного обладнання на ефективність регулювання частоти і потужності з регулятором УПМ

Аналогічно до попередніх дослідів було проведено дослідження при використанні розробленого регулятора УПМ.

При залученні тільки ТЕС до вторинного регулювання частоти після завершення перехідних процесів частота відновила до рівня 49.97 Гц, усталене значення сальдо перетоків складає 427 МВт, що на 36% більше, ніж у попередньому дослідженні. Значення перетоків потужностей по контрольованим перетинам відповідає попередньому досліді, окрім Перетину-4 в якому відхилення потужності становить на 21% більше, ніж при використанні ПІ-регулятора. Графіки зміни активних потужностей досліджуваних ТЕС, ГЕС, перетинів, сальдо перетоку та зміни частоти наведені на рис.13-рис.16 додатка Б.

Дослідження регулювання частоти та потужності в ОЕС на основі прогнозуючої моделі при моделюванні відключення блоку АЕС при паралельній роботі з сусідньою енергосистемою показало, що одночасне залучення резервів ТЕС та ГЕС до вторинного регулювання частоти є ефективним. Результати моделювання свідчать, що резервів ТЕС та ГЕС достатньо, частота ЕЕС відновлюється до номінальних значень, час відновлення до рівня $50\text{Гц}\pm 20\text{МГц}$ становить 67 с., а до рівня $50\text{Гц}\pm 10\text{МГц}$ складає 106 с. Графіки зміни активних потужностей досліджуваних ТЕС, ГЕС, перетинів, сальдо перетоку та зміни частоти наведені на рис.17-рис.20 додатка Б.

Максимальне відхилення відносно обмежень перетоків у контрольованих перетинах спостерігається в Перетині 4 і складає 34%, що на 56% менше, ніж у досліді з використанням ПІ-регулятора САРЧП.

Запропонований метод регулювання зменшив максимальне відхилення у контрольованих перетинах на 56%, а також зменшив час відновлення частоти до рівня $50\text{Гц}\pm 20\text{мГц}$ майже в 1.5 рази, що позитивно впливає на стійкість ЕЕС.

4.3 Рекомендації по підвищенню ефективності функцій та структури САРЧП

Вторинне регулювання частоти та активної потужності в сучасних енергосистемах переважно здійснюється шляхом регулювання сумарних перетоків потужності в окремих зонах регулювання із корекцією по частоті. При цьому існує кілька ефективних підходів організації вторинного регулювання.

При централізованому управлінні регулювання по всій системі здійснює один регулятор, використання підходів УПМ в якому, як було продемонстровано раніше, значно підвищує ефективність регулювання.

При плюралістичному управлінні регулювання здійснюється децентралізовано виділеними частинами (зонами регулювання). Однак при цьому необхідний єдиний системний оператор (координатор) зі своїм регулятором і резервами, відповідальний за регулювання сумарного перетікання з корекцією по частоті, що відповідає принципам децентралізованого УПМ.

При ієрархічному управлінні, організація регулювання схожа на плюралістичну, але координатор може і не мати своїх резервів, керуючи системними операторами всіх зон регулювання і використовуючи їх резерви для регулювання всього об'єднання. Така організація вторинного регулювання дозволяє підтримувати планові перетоки потужності з сусідніми енергосистемами і розподілити резерви вторинного регулювання по блокам і зонах регулювання, які ліквідують внутрішні небаланси своїми ж резервами, не залучаючи їх на покриття небалансів в сусідніх енергосистемах і зонах. Водночас недоліком такого підходу є зростання сумарного обсягу резервів, необхідних для підтримання стабільності у

межах усієї синхронної зони, а також ускладнення процесу регулювання у випадках, коли зона регулювання не має можливості самостійно компенсувати власні небаланси. Для вирішення даних проблем необхідно перш за все підвищити ефективність:

- моніторингу планових перетоків;
- виявлення причин та локалізації позапланових перетоків;
- розробки програм корекції часу і перетоків між зонами регулювання.

На координатора АРЧП покладаються функції передачі програми корекції системним операторам нижнього рівня, відповідальних за регулювання в зонах регулювання, які здійснюють безпосередню корекцію планових перетоків.

Зазначені підходи впроваджуються в енергосистемах багатьох країн, де спостерігається відносно рівномірний розподіл навантаження та генеруючих потужностей. Водночас ОЕС України характеризується наявністю областей із суттєвим надлишком або дефіцитом потужності, що істотно ускладнює формування ефективної структури САРЧП. Великі центри споживання з'єднані з віддаленими енергонадлишковими районами за допомогою високовольних ЛЕП (750 кВ). Централізоване регулювання, що застосовується в ОЕС України, за умов наявності достатніх резервів забезпечує підтримання необхідної якості частоти та перетоків потужності. Водночас для споживачів і виробників відсутні чіткі техніко-економічні обґрунтування необхідності підтримки заданих параметрів якості електроенергії. Слід також відзначити, що в умовах сучасного енергетичного ринку регулювання частоти й потужності виконує як системні, так і локальні функції, що зумовлює потребу в більш глибокій автоматизації процесів і залученні різних типів резервів, включно зі споживачами та адаптивними елементами ЕЕС.

Відповідно до запропонованих у роботі підходів, на основі використання УПМ, подальший аналіз спрямовано на визначення шляхів підвищення ефективності функціонування та структури САРЧП ОЕС України із залученням енергоблоків ТЕС з урахуванням специфіки роботи котельного обладнання.

Першочерговим завданням системи АРЧП є формування сумарного завдання, яке інтегрально залежить від відхилення регульованих параметрів, на зміну потужності об'єктів управління (ГЕС та енергоблоків ТЕС) у кожному циклі управління. Це завдання розподіляється між регулюючими ГЕС та енергоблоками ТЕС, залученими до АРЧП, пропорційно їхнім коефіцієнтам часткової участі (КЧУ) у регулюванні. КЧУ можуть визначатися безпосередньо в процесі регулювання, адаптуючись до режимних умов роботи енергосистеми та сигналів ринку допоміжних послуг, або залишатися сталими. Для підвищення ефективності використання резервів вторинного регулювання КЧУ для ГЕС і енергоблоків ТЕС доцільно визначати пропорційно величинам їхніх діапазонів регулювання. Така пропорційність формується автоматично й забезпечується незалежно від кількості енергоблоків, підключених до АРЧП у конкретному циклі регулювання.

Позапланове завдання зміни активної потужності для кожного з об'єктів формується регулятором АРЧП (з періодом до 1 секунди) шляхом інтегрування сигналу завдання, що безперервно надходить по каналу телекерування у вигляді завдання вторинної потужності додатково до завдання планової потужності. Додатне значення вторинного завдання інтерпретується як команда на завантаження, тоді як від'ємне – на розвантаження. Постійне значення свідчить про відсутність потреби у зміні раніше заданої величини позапланової потужності. Натомість зміна цього завдання є сигналом до відповідної зміни потужності станції або енергоблоку.

У САРЧП особливу увагу слід приділяти функціям блоків обмеження. Швидкодія обмежувачів перетоку потужності, за умови відсутності суттєвого перерегулювання, задається в межах 30–40 с. Такий вибір забезпечує завершення

процесу обмеження перетоків потужності за час не більше ніж 5 хвилин. Даний підхід враховує динамічні характеристики конкретних регулюючих станцій та енергоблоків, а також використання швидкодіючих каналів телевимірювань (з циклом передачі до 1 с).

Так, при значних відхиленнях контрольованих параметрів (частоти, сумарного зовнішнього перетоку або їх комбінації - помилки регулювання зони), що перевищують порогові значення, швидкодія регулятора збільшується аж до швидкодії обмежувача перетоку. При цьому САРЧП повинна збалансувати збурення (небаланс потужності) у власному районі регулювання за час не більше 15 хвилин. Регулятор діє безперервно, прагнучи підтримати (стабілізувати) середнє значення контрольованого параметра (частоти або сумарного перетоку потужності по контрольованому перетину з корекцією або без корекції по частоті). Проте швидкодія регулятора значно менша за швидкодію обмежувача перетоків. Такий підхід дозволяє уникнути надмірного впливу на регулюючі станції та енергоблоки у разі випадкових коливань контрольованого параметра.

Обмежувач є вбудованим або автономним регулятором із регульованою зоною нечутливості на вході. Межі цієї зони визначаються автоматично під час процесу регулювання або задаються уставками, що відповідають максимально допустимим значенням контрольованого перетоку потужності. Особливістю обмежувача є те, що за відсутності перевантажень, коли значення перетоку потужності перебуває в середині зони нечутливості, він залишається неактивним і не формує керуючих впливів на регулюючі станції та енергоблоки. У разі виникнення перевантаження обмежувач повинен реагувати максимально швидко. При забезпеченні максимальної затримки в контурі обмеження перетікання не більше 5 секунд обмежувач повинен усунути перевантаження за час, що не перевищує 5 хвилин. Якщо контрольоване перетікання виходить за межі зони нечутливості, тобто виникає перевантаження, обмежувач починає формувати керуючі впливи

відповідних знаків на регулюючі станції та енергоблоки і продовжує діяти до повного усунення перевантаження. Залежно від наявності регулювальних станцій і енергоблоків по одну або обидві сторони контрольованого перетину, можливе застосування режиму одностороннього або двостороннього обмеження. Двосторонній режим є більш ефективним, оскільки обмежувач у цьому випадку виконує функцію балансування, навантажуючи та розвантажуючи станції і енергоблоки з обох сторін перетину, що дозволяє уникнути відхилення частоти та зменшити необхідні регулювальні діапазони для усунення перевантаження перетину.

Оскільки обмежувач призначений для усунення перевантажень та підвищення стійкості паралельної роботи ЕЕС, йому надається пріоритет над іншими функціями САРЧП. Він забезпечує блокування дій підсистем, які можуть збільшити перевантаження перетинів або спричинити його повторне виникнення, як у разі фактичного перевищення допустимого перетоку, так і при наближенні його значення до максимально допустимого рівня («зона мінімального запасу»).

Уставки обмежувачів можуть встановлюватися вручну диспетчером або коригуватися автоматично у разі зміни конфігурації контрольованих перетинів, наприклад, при планових ремонтних або аварійних відключеннях однієї або кількох ліній. Значення цих уставок попередньо розраховуються для всіх можливих варіантів зміни перетинів та задаються у САРЧП.

У САРЧП повинна бути забезпечена можливість автоматичного введення уставок від програми контролю перетоків по небезпечним перетинам (КПНП), що входить до складу програмного забезпечення оперативно-інформаційного комплексу (ОІК). У разі усунення перевантаження та подальшого зниження перетоку потужності або струму нижче зони мінімального запасу, обмежувач переходить у режим повернення. У цьому режимі регулюючі станції та енергоблоки поступово повертаються до вихідних планових значень потужності, які були змінені внаслідок дії обмежувача при усуненні перевантаження контрольованого перетину.

В результаті необхідно, щоб в САРЧП встановлювалися:

– обмеження величини збільшення вторинного завдання кожному з об'єктів управління на циклі регулювання, виходячи з допустимої максимальної швидкості зміни вторинного завдання потужності об'єкта управління (МВт/хв). Допустима швидкість для енергоблоку задається в діапазоні від 1% до 4% від номінальної потужності енергоблоку за хвилину, а допустима швидкість ГЕС встановлюється виходячи з можливостей конкретної станції.

– обмеження величини максимального вторинного завдання на завантаження і на розвантаження кожному об'єкту управління. Обмеження величини максимального завдання на завантаження і на розвантаження для кожного енергоблоку задається рівним $\pm 5\%$ від номінальної потужності енергоблоку (або більше за даними від станцій), а для ГЕС встановлюється виходячи з можливостей конкретної станції.

Висновки по 4 розділу

1. Розроблено програмне забезпечення для дослідження процесів регулювання частоти та потужності з використанням отриманих моделей на основі комплексного використання програмного забезпечення PowerFactory та Matlab. Це пришвидшило цикл розрахунку спряжених моделей більш ніж у 25 разів, що дозволило безпосередньо розраховувати керівні впливи при УПМ керуванні в процесі моделювання перехідних режимів великомасштабних ЕЕС.

2. З використанням розроблених моделей і засобів проведено дослідження впливу блоків ГЕС та ТЕС з врахуванням котельного обладнання на ефективність регулювання частоти і потужності при використанні системного ПІ – регулятора та регулятора МРС.

3. Виявлено, що врахування впливу котельного обладнання ТЕС при її залученні до вторинного регулювання частоти погіршує якість регулювання при використанні традиційного підходу (ПІ-регулятор).

4. Встановлено, що залучення ТЕС з врахуванням котельного обладнання до вторинного регулювання частоти при використанні розробленого регулятора на основі запропонованого методу МРС дозволило зменшити час відновлення частоти майже в 1.5 рази та знизити максимальне відхилення перетоку потужності по контрольованим перетинам на 56% у порівнянні з ПІ-регулятором, що загалом підвищило ефективність вторинного регулювання частоти в ЕЕС та її стійкість.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено важливе актуальне науково-практичне завдання, що полягає в розробці моделей елементів САРЧП, методів та засобів регулювання частоти в енергосистемі при залученні блоків ТЕС до вторинного регулювання частоти з врахуванням особливості роботи котельного обладнання, що направлене на підвищення ефективності роботи ЕЕС. Основні наукові та практичні результати роботи полягають у наступному:

1. Проведений аналіз поточного стану ОЕС України та функціонування САРЧП показав наявність дефіциту регулюючої потужності, що призводить до погіршення регулюючих характеристик енергосистеми при виникненні значних збурень. Запропоновано використання енергоблоків теплових електростанцій для участі у вторинному регулюванні. На основі аналізу режимів роботи ТЕС з врахуванням котельного обладнання при зміні керуючих впливів виявлено ділянки зниження вихідної активної потужності, які пов'язані з особливостями роботи котельного обладнання, а також наявність перерегулювання.

2. Розроблено нові моделі елементів САРЧП та енергосистеми для дослідження процесів вторинного регулювання частоти і потужності з врахуванням процесів у котельному обладнанні. Розроблено та верифіковано динамічну модель ОЕС України в середовищі PowerFactory та модель енергоблоку ТЕС, що враховує вплив котельного обладнання на її динамічні характеристики під час вторинного регулювання.

3. Аналіз проведених досліджень показав, що застосування центрального регулятора САРЧП з нечіткою логікою призвело до зменшення перерегулювання на 22%, а час регулювання на 14% та дозволяє виконати вимоги до регулювання, проте не враховує обмеження в контрольованих перетинах енергосистеми.

4. Розроблено підхід до вторинного регулювання частоти і запропоновано використання методу керування на основі прогнозуючих моделей, що дозволяє враховувати обмеження на резерви потужності, швидкість реагування та перетоки контрольованих перетинів.

5. Розроблено регулятор на основі прогнозуючих моделей та проведено дослідження його роботи у різних режимах ОЕС. Показано ефективність його використання при залученні ТЕС до вторинного регулювання частоти, а саме: зменшення часу відновлення частоти до номінальних значень (1.5 раза) та зменшення максимального відхилення перетоку потужності по контрольованим перетинам більш ніж на 55%.

6. За результатами проведених у роботі досліджень сформовано рекомендації по підвищенню ефективності роботи САРЧП з врахуванням ТЕС, залучених до процесів регулювання частоти та потужності в енергосистемі.

Отримані результати в дисертаційній роботі впроваджено в учбовий процес у Національному технічному університеті України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» при викладанні дисциплін: «Теорія автоматичного керування», «Автоматичне управління в енергосистемах» та при виконанні кваліфікаційних та науково-дослідних робіт магістрантів кафедри автоматизації енергосистем факультету електроенерготехніки та автоматики а також при виконанні науково-дослідних робіт з ДП НЕК «Укренерго».

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Саух С. Є., Джигун О. М. Агрегована модель мережі міжсистемних та міждержавних ліній електропередачі ОЕС України. *Моделювання та інформаційні технології*. 2017. № 78. С. 3–10.
2. Хоменко І. В., Плахтій О. А., Нерубацький В. П., Стасюк І. В. Електроенергетика України. Структура, керування, інновації: монографія. – Харків: НТУ «ХПІ», ТОВ «Планета-Прінт», 2020. – 132 с.
3. Предун К. М., Кушнір О. К., Почка О. Б. Аналіз галузевих трансформацій як передумови формування і розвитку біосферосумісності в енергетиці. *Ефективна економіка*. 2024. № 8. С. 1-16.
4. Халатов А. А. Енергетика України: сучасний стан і найближчі перспективи. *Вісник Національної академії наук України*. 2016. № 6. С. 53–61.
5. Кулик М. П. Перспективи безпечного функціонування об'єднаної енергетичної системи України. *Вчені записки таврійського національного університету імені В.І. Вернадського*. 2021. Т. 32(71), №2. С. 67-73.
6. Денисюк С.П., Белоха Г.С., Чернищук І.С., Лисий В.В. Світові тенденції впровадження відновлюваних джерел енергії та особливості їх реалізації при відновленні економіки України. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2022. № 4. С. 7–23.
7. Бондаренко С. Smart grid в забезпеченні інтелектуалізації енергосистеми України. *Social development & Security*. 2019. № 9. С. 26–39.
8. Долін В. В., Забулонов Ю. Л., Копиленко О. Л., Шраменко І. Ф. Глобальні тенденції в атомній енергетиці. *Геохімія техногенезу*. 2022. № 36. С. 5–13.
9. Кириленко О. В., Блінов І. В., Танкевич С. Є. Smart Grid та організація інформаційного обміну в електроенергетичних системах. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 3. С. 47 – 48.

10. Мелконова І. В., Романченко Ю. А. Аналіз стану та перспективи впровадження Smart Grid в енергетиці України. Сучасні електромеханічні та інформаційні системи : монографія / за заг. ред. І. В. Панасюка. – Київ : КНУТД, 2021. – С. 39-43.
11. Кириленко О. В., Блінов І. В., Денисюк С. П., Зайцев Є. А., Васильченко В. І. Впровадження базових міжнародних стандартів Smart Grid в Україні: сучасний стан справ. *Енергетика: економіка, технології, екологія : науковий журнал*. – 2022. – № 4. – С. 44-53.
12. Лісовий А. Енергетична безпека України: другий рік війни. *Modeling the development of the economic systems*. 2024. № 1. С. 124–129.
13. Yandulskyi O., Hulyi V., Marchenko A., Tatus R. Application of blockchain technology for management of networks with distributed generation. *Sciences of Europe*. 2015. № 169. С. 68–72.
14. Zhuang P., Zamir T., Liang H. Blockchain for cybersecurity in smart grid: A comprehensive survey. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2020. № 1. P. 3–19.
15. Mollah M. B., Zhao J., Niyato D., Lam K.-Y., Zhang X., Ghias A. M. Y. M., Koh L. H., Yang L. Blockchain for future smart grid: A comprehensive survey. *IEEE Internet of Things journal*. 2020. № 1. P. 18–43.
16. Musleh A. S., Yao G., Muyeen S. M. Blockchain applications in smart grid–review and frameworks. *IEEE Access*. 2019. № 7. P. 86746–86757.
17. Gupta D. K., Jha A. V, Appasani B., Srinivasulu A., Bizon N., Thounthong P. Load frequency control using hybrid intelligent optimization technique for multi-source power systems. *Energies*. 2021. № 6. P. 1581.
18. Siti M. W., Mbungu N. T., Tungadio D. H., Banza B. B., Ngoma L. Application of load frequency control method to a multi-microgrid with energy storage system. *Journal of Energy Storage*. 2022. vol. 52. P. 104629.

19. Li D., Lv X., Zhang H., Meng X., Xu Z., Chen C., Liu T. Cloud model-based intelligent controller for load frequency control of power grid with large-scale wind power integration. *Frontiers in Energy Research*. 2024. vol. 12. P. 1477645.
20. Wadi M., Shobole A., Elmasry W., Kucuk I. Load frequency control in smart grids: A review of recent developments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2024. vol. 189. P. 114013.
21. Gulzar M. M., Sibtain D., Alqahtani M., Alismail F., Khalid M. Load frequency control progress: A comprehensive review on recent development and challenges of modern power systems. *Energy Strategy Reviews*. 2025. vol. 57. P. 101604.
22. Yandulskiy O., Tymokhin O., Tymokhina A., Hulyi , V. Active balancing of lithium batteries via redistribution of excess energy across all cells. *Vidnovluvana Energetika*, (3) 82. P. 48-54. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.3\(82\)](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.3(82)).
23. Кулик М. М. Техніко-економічні аспекти використання споживачів-регуляторів у системах автоматичного регулювання частоти і потужності. *Проблеми загальної енергетики*. 2015. № 1. С. 20–28.
24. Літвінов В. В. Оптимізація розподілу навантаження між електростанціями каскаду ГЕС, які працюють в САРЧП. *Гідроенергетика України*. 2018. № 3. С. 56–60.
25. Марченко А. А., Хоменко О. В., Мацейко В. В., Яндутьський О. С. Підвищення ефективності роботи центрального регулятора САРЧП при регулюванні частоти та перетоків потужності в ОЕС України. *Вісник чернігівського державного технологічного університету*. 2013. № 3 (67). С. 233–238.
26. Олефір Д. О., Бабіч В. Ю., Блінов І. В. Актуальні проблеми забезпечення ОЕС України ресурсами регулювання частоти та потужності. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2021. № 3. С. 39–46.
27. Нестерко А. Б. Адаптивне керування віртуальною інерцією ВДЕ для покращення стабільності частоти: дис. канд. техн. наук. – 2022.

28. Diniz A. M., Pugliese L. F., Coelho A. L. M., Almeida J. E. L. De Automação e Supervisão de Manobras de Plantas Didáticas utilizando o Software Elipse Power como SCADA. *5th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, 2023. P. 1645-1652 ISBN 9798350314182.
29. Баталов А. Г., Бондаренко Ю. Н., Олефир Д. А. Адаптация алгоритмов взаимодействия системы SCADA/AGC-" Centralog" ГЭС к условиям работы ОЭС Украины. *Наукові праці Донецького національного технічного університету*. 2004. № 79. С. 11–14.
30. Jimenez, D.G., Loreto, J.L., Lujan, J.L., "Description of the Control Center System of the Caruachi Hydroelectric Power Plant" *Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*, 2006. P. 1-6. ISBN 1424402883.
31. Ленчевський Є.А., Тесленко О.І. Перспективні можливості збільшення загального потенціалу маневрених потужностей об'єднаної енергетичної системи України. *Вчені записки ТНУ імені Вернадського*. 2021. Том 32(71). № 3. С. 194–202
32. Яндульський О. С., Лукаш М. П., Стелюк А. О. Вибір системного регулятора для автоматичного регулювання частоти та активної потужності. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2010. № 6. С. 81–84.
33. Яндульський О. С., Стелюк А. О., Лукаш М. П. Автоматичне регулювання частоти та перетоків активної потужності в енергосистемах. – Київ: НТУУ «КПІ», 2010. – 88 с.
34. Яндульський О. С., Марченко А. А., Мацейко В. В., Хоменко О. В., Оптимізація параметрів системного регулятора для автоматичного регулювання частоти та активної потужності в ОЕС України. *Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика»*. 2013. №2(15) С. 294–298.
35. Кулик М. М., Дрьомін І. В. Універсальна модель регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах. *Проблеми загальної енергетики*. 2013. № 4. С. 5–15.

36. Фесюк О. В. Оптимальне завантаження енергоблоків при третинному регулюванні їх потужності. *Теорія оптимальних рішень*. № 2015. №1. С. 79–84.
37. Буслова Н.В., Стелюк О. А., Тумокhіна А. О. Основні проблеми регулювання частоти та активної потужності в об'єднаній енергосистемі України. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2011. № 1. С. 49–52.
38. Костюк В. О., Сідоров О. Ф. Спосіб оптимального вторинного регулювання частоти та потужності. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2017. № 6: С. 105-110.
39. Фесюк О. В., Стецюк П. І., Буткевич О. Ф. Використання системи Maneuver-New для розв'язання задач оптимального завантаження енергоблоків теплових електростанцій. *Технічна електродинаміка*. 2018. № 4. С. 94–97.
40. Commission E. Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016, establishing a network code on requirements for grid connection of generators. *Off. J. Eur. Union*. 2016. vol. 112. P. 1–68.
41. I. Ivanković, D. Brnobic, R. Rubeša and M. Rekić. Using Phasor Measurement Unit in Control Room for Monitoring Frequency Primary Regulation of Generator Unit. *2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Madrid, Spain, 2020, pp. 1-5.
42. Wu D., Seo G.-S., Xu L., Su C., Kocewiak L., Sun Y., Qin Z. Grid integration of offshore wind power: Standards, control, power quality and transmission. *IEEE Open Journal of Power Electronics*. 2024. vol. 5. P. 583–604.
43. Ippolito M. G., Musca R., Zizzo G. Analysis and simulations of the primary frequency control during a system split in continental Europe power system. *Energies*. 2021. vol. 14, № 5. P. 1456.
44. Seifi H., Delkhosh H. Fundamentals of frequency control. Model Validation for Power System Frequency Analysis. Springer, 2018. P. 7–22.

45. S. Janković and B. Ivanović. Real Life Permissive LFC Model Description. *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Sarajevo, Bosnia and Herzegovina, 2018, pp. 1-6.
46. Bovera F., Rancilio G., Falabretti D., Merlo M. Data-driven evaluation of secondary-and tertiary-reserve needs with high renewables penetration: The italian case. *Energies*. 2021. vol. 14, № 8. P. 2157.
47. E. Bompard, A. Mazza, and L. Toma, “Classical grid control: Frequency and voltage stability,” in *Converter-Based Dynamics and Control of Modern Power Systems*, A. Monti, F. Milano, E. Bompard, and X. Guillaud, Eds., Cambridge, MA, USA : Academic Press, 2021, pp. 31–65.
48. Zhao H., Wu Q., Huang S., Zhang H., Liu Y., Xue Y. Hierarchical control of thermostatically controlled loads for primary frequency support. *IEEE Transactions on Smart Grid*. 2016. vol. 9, № 4. P. 2986–2998.
49. Ivanova A., Krstevski P., Krkoleva-Mateska A. Assessment of frequency support services and procurement methods in continental Europe and Republic of Macedonia. *Journal of Electrical Engineering and Information Technologies*. 2017. vol. 2, № 1. P. 25–31.
50. Hilt D. W. Critical infrastructure protection required on electric grid continually changing. *Natural Gas & Electricity*. 2018. vol. 34, № 8. P. 9–15.
51. R. Quint, P. Etingov, D. Zhou, and D. Kosterev. Frequency response analysis using automated tools and synchronized measurements. *Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. 2016, P. 1–5.
52. NERC. Standard BAL-012-1 – Operating Reserve Policy. [Online]. Режим доступа: https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%202010141%20%20Phase%201%20of%20Balancing%20Authority%20Re/Project_2010-14-1_BAL-012-1_Standard-Clean-20121129.pdf (дата звернення: 28.05.2023).

53. NERC, "Frequency Response Initiative Report," Atlanta, GA, October 2012. [Online]. Режим доступу: http://www.nerc.com/docs/pc/FRI_Report_10-30-12_Master_w-appendices.pdf. (дата звернення: 28.05.2023).
54. Shoultz R. R., Yao M., Kelm R., Maratukulam D. Improved system AGC performance with arc furnace steel mill loads. *IEEE transactions on power systems*. 2002. vol. 13, № 2. P. 630–635.
55. NERC. Balancing and Frequency Control Reference Document. [Online]. Режим доступу: https://www.nerc.com/comm/RSTC_Reliability_Guidelines/Reference_Document_NERC_Balancing_and_Frequency_Control.pdf. (дата звернення: 28.05.2023).
56. R. D. Quint, P. V. Etingov, D. Zhou and D. N. Kosterev, "Frequency response analysis using automated tools and synchronized measurements," 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, USA, 2016, P. 1-5.
57. Про затвердження Кодексу системи передачі : Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) від 14.03.2018 № 309. [Online]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text> (дата звернення: 28.05.2023).
58. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в Об'єднаній енергетичній системі України: настанова / затверджено наказом Міністерства палива та енергетики України від 24.03.2009 № 158, зі змінами наказу Міністерства енергетики України від 05.07.2021 № 142. – Київ, 2009. – 16 с.
59. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на ГЕС: настанова. СОУ-Н ЕЕ 04.158:2009. – Офіц. вид. – Київ: Міністерство палива та енергетики України, 2009.

60. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках ТЕС (ТЕЦ): настанова. СОУ-Н ЕЕ 04.157:2009. – Офіц. вид. – Київ: Міністерство палива та енергетики України, 2009.
61. Kyrylenko O. V, Pavlovsky V. V, Steliuk A. O., Lenga O. V, Vyshnevskiy M. V. Simulation of the normal and emergency operation of interconnected power system of Ukraine for frequency stability study. *Технічна електродинаміка*. 2017. № 2. С. 57-60.
62. Yandulskiy O. S., Nesterko A. B. Дослідження впливу відновлюваних джерел енергії з віртуальною інерцією на процеси регулювання частоти та потужності електроенергетичної системи. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2015. № 1. С. 17–24.
63. Яндульський О. С., Нестерко А. Б., Труніна Г. О. Визначення величини резерву активної потужності ТЕС та ГЕС для регулювання частоти та перетоків в ОЕС України. *Технічна електродинаміка*. 2020. № 1. С. 58–63.
64. Яндульський О. С., Нестерко А. Б. Координація режимів роботи ТЕС, ГЕС і ВДЕ для стабілізації частоти. *Вісник НТУУ «КПІ»*. 2021. №3. С. 2431.
65. P. M. Anderson and A. A. Fouad. *Power System Control and Stability*. Hoboken NJ. USA. Wiley. 2008. P. 301.
66. Diouf, E.: Frequency control ancillary services in large interconnected systems. Ph.D. thesis, The University of Manchester. 2013. P. 24. ISBN 1073915611.
67. Egido I., Fernández-Bernal F., Rouco L., Porras E., Sáiz-Chicharro Á. Modeling of thermal generating units for automatic generation control purposes. *IEEE transactions on control systems technology*. 2004. vol. 12, № 1. P. 205–210.
68. Fu C., Sinou J.-J., Zhu W., Lu K., Yang Y. A state-of-the-art review on uncertainty analysis of rotor systems. *Mechanical systems and signal processing*. 2023. vol. 183. P. 109619.

69. Yandulskiy O., Hulyi V. Peculiarities of tps units participation in the secondary frequency control in the itegrated energy system of Ukraine. *Scientific Works of Vinnytsia National Technical University*. 2017. № 4.
70. Ajala O., Domínguez-García A., Sauer P., Liberzon D. A library of second-order models for synchronous machines. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2020. vol. 35, № 6. P. 4803–4814.
71. Зенович О. Є., Ключніков І. М., Єлісєєв Є. С., Степанко О. С. Нелінійна Simulink-модель синхронного генератора як об'єкта регулювання напруги. *Збірник наукових праць Харківського національного університету Повітряних Сил*. 2020. № 3 (65). С. 106–112.
72. Гармаш В. С. Моделирование синхронного генератора в среде графического программирования. *Наукові праці ДонНТУ*. 2005. Вип.98 . С. 39–43.
73. Супрун О. Д., Коваленко О. В. Дослідження перехідних режимів роботи установок гарантованого живлення блочно модульних тягових підстанцій. *Збірник наукових праць Українського державного університету залізничного транспорту*. 2015. 2015. Вип. 153. С. 66–73.
74. P. C. Krause, O. Wasynczuk, S. D. Sudhoff, and P. C. Krause, *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems* (IEEE Press Power Engineering), 2 nd ed. Piscataway, NJ, USA : IEEE Press, 2002.
75. В. М. Охріменко. Споживачі електричної енергії : підручник. Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. – С. 286.
76. О. Ф. Сідоров. Роль частотних характеристик потужностей в організації нормальних режимів електроенергетичої системи: монографія. – Київ : АртЕк, 2019. С. 201.. - ISBN 978-617-7674-72-5.
77. Методичні вказівки до виконання практичних занять з дисципліни «Математичні задачі енергетики. Частина 1» [Електронне видання] для студентів

освітнього ступеню «бакалавр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціалізація «Системи управління виробництвом і розподілом електроенергії» / Укл.: О.В. Хоменко, В.С. Гулий. - К.: НТУУ «КПІ», 2017.- 88 с.

78. Яндульський О. С., Марченко А. А., Гулий В. С. Дослідження ефективності вторинного регулювання частоти та потужності із залученням енергоблоків різних типів. *Перспективні технології та прилади*. 2018. № 13. С. 176–181.

79. Яндульський О. С., Гулий В. С., Яндульський А. С. Особливості участі блоків ТЕС у вторинному регулюванні частоти в ОЕС України. *Наукові праці ВНТУ*.–2017.–№ 4. 2017.

80. Changliang, L., Jizhen, L., Yuguang, N., & Weiping, L. (2001, June). Nonlinear boiler model of 300 MW power unit for system dynamic performance studies. In ISIE 2001. 2001 IEEE International Symposium on Industrial Electronics Proceedings. Vol. 2, P 1296-1300

81. Yamashita, K., Minami, R., Inoue, T., Ohno, T., Ichimiya, H., & Kamei, H. A study on dynamic behavior of coal-fired thermal power plant during significant system frequency rise after system separation. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. 2011 P. 1–8.

82. Anand, B., & Jeyakumar, A. E. (2009). Load frequency control with fuzzy logic controller considering non-linearities and boiler dynamics. *ICgST-ACSE Journal*, 8(111), P. 15–20.

83. Jagatheesan K., Anand B., Baskaran K., Dey N., Ashour A. S., Balas V. E. Effect of nonlinearity and boiler dynamics in automatic generation control of multi-area thermal power system with proportional-integral-derivative and ant colony optimization technique. *Applications in Electrical Engineering, Neurocomputing, and Transportation*. 2017. P. 89–110.

84. Hambali, N., Masngut, A., Ishak, A. A., & Janin, Z. (2014, November). Process controllability for flow control system using Ziegler-Nichols (ZN), Cohen-Coon (CC) and Chien-Hrones-Reswick (CHR) tuning methods. In *2014 IEEE International Conference on Smart Instrumentation, Measurement and Applications (ICSIMA)* P. 1–6.
85. Kumar V., Nakra B. C., Mittal A. P. A review on classical and fuzzy PID controllers. *International Journal of Intelligent Control and Systems*. 2011. vol. 16, № 3. P. 170–181.
86. H. Bevrani, *Robust Power System Frequency Control*. New York, NY, USA : Springer, 2009. C. 225.
87. Zhao Z.-Y., Tomizuka M., Isaka S. Fuzzy gain scheduling of PID controllers. *IEEE transactions on systems, man, and cybernetics*. 1993. vol. 23, № 5. P. 1392–1398.
88. Ohanu C. P., Rufai S. A., Oluchi U. C. A comprehensive review of recent developments in smart grid through renewable energy resources integration. *Heliyon*. 2024. vol. 10, № 3.
89. Liu Y., Qu Z., Xin H., Gan D. Distributed real-time optimal power flow control in smart grid. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2016. vol. 32, № 5. P. 3403–3414.
90. Salem F., Mosaad M. I. A comparison between MPC and optimal PID controllers: Case studies. *Michael Faraday IET International Summit 2015*. IET, 2015. P. 11.
91. Ersdal A. M., Imsland L., Uhlen K. Model predictive load-frequency control. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2015. vol. 31, № 1. P. 777–785.
92. R. Pal, M. M. Sati, T. Pal, A. Singh, S. Vijay and S. Goyal, "Comparative Analysis of Load Frequency Control Strategies: PID, Fuzzy Logic, and Model Predictive Control (MPC)," *2024 4th International Conference on Advance Computing and*

Innovative Technologies in Engineering (ICACITE), Greater Noida, India, 2024, P. 1829-1835

93. Ogar V. N., Hussain S., Gamage K. A. A. Load frequency control using the particle swarm optimisation algorithm and Pid controller for effective monitoring of transmission line. *Energies*. 2023. vol. 16, № 15. P. 5748.
94. N. Kouba, M. Mena, K. Tehrani, and M. Boudour. Optimal tuning for load frequency control using ant lion algorithm in multi-area interconnected power system. *Intell. Autom. Soft Comput.* 2019. vol. 25. no. 2, P. 279–294.
95. Kumar R., Sharma V. K. Whale optimization controller for load frequency control of a two-area multi-source deregulated power system. *International Journal of Fuzzy Systems*. 2020. vol. 22, № 1. P. 122–137.
96. Gao Y., Matsunami Y., Miyata S., Akashi Y. Model predictive control of a building renewable energy system based on a long short-term hybrid model. *Sustainable Cities and Society*. 2023. vol. 89. P. 104317.
97. Alqurashi A. The state of the art in model predictive control application for demand response. *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*. 2022. vol. 10, № 3. P. 1–21.
98. Wu L., Yin X., Pan L., Liu J. Economic model predictive control of integrated energy systems: A multi-time-scale framework. *Applied Energy*. 2022. vol. 328. P. 120187.
99. Zhang Z., Silva F. F. da, Guo Y., Bak C. L., Chen Z. Double-layer stochastic model predictive voltage control in active distribution networks with high penetration of renewables. *Applied Energy*. 2021. vol. 302. P. 117530.
100. Lefebure N., Khosravi M., Hudoba de Badyn M., Bünning F., Lygeros J., Jones C., Smith R. S. Distributed model predictive control of buildings and energy hubs. *Energy and Buildings*. 2022. vol. 259. P. 111806.

101. Schwenzer M., Ay M., Bergs T., Abel D. Review on model predictive control: An engineering perspective. *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*. 2021. vol. 117, № 5. P. 1327–1349.
102. Taher A. M., Hasanien H. M., Aleem S. H. E. A., Tostado-Véliz M., Calasan M., Turkey R. A., Jurado F. Optimal model predictive control of energy storage devices for frequency stability of modern power systems. *Journal of Energy Storage*. 2023. vol. 57. P. 106310.
103. Zhang Y., Cheng C., Cai H., Jin X., Jia Z., Wu X., Su H., Yang T. Long-term stochastic model predictive control and efficiency assessment for hydro-wind-solar renewable energy supply system. *Applied Energy*. 2022. vol. 316. P. 119134.
104. Hu J., Shan Y., Guerrero J. M., Ioinovici A., Chan K. W., Rodriguez J. Model predictive control of microgrids—An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. vol. 136. P. 110422.
105. Zhang Y., Fu L., Zhu W., Bao X., Liu C. Robust model predictive control for optimal energy management of island microgrids with uncertainties. *Energy*. 2018. vol. 164. P. 1229–1241.
106. Freire V. A., Arruda L. V. R. De, Bordons C., Márquez J. J. Optimal demand response management of a residential microgrid using model predictive control. *IEEE Access*. 2020. vol. 8. P. 228264–228276.
107. Fan W., Hu Z., Veerasamy V. PSO-based model predictive control for load frequency regulation with wind turbines. *Energies*. 2022. vol. 15, № 21. P. 8219.
108. Яндульський О. С., Марченко А. А., Гулий В. С. Оптимізація параметрів системного стабілізатора для ефективного демпфування низькочастотних коливань в енергосистемі. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2017. № 6. С. 100–104.
109. Qi X., Zheng J., Mei F. Model predictive control–based load-frequency regulation of grid-forming inverter–based power systems. *Frontiers in Energy Research*. 2022. vol. 10. P. 932788.

110. Zhao D., Sun S., Mohammadzadeh A., Mosavi A. Adaptive intelligent model predictive control for microgrid load frequency. *Sustainability*. 2022. vol. 14, № 18. P. 11772.
111. satya nagasri Dangeti L., Marimuthu R. Distributed model predictive control strategy for microgrid frequency regulation. *Energy Reports*. 2025. vol. 13. P. 1158–1170.
112. Zheng Y., Zhou J., Xu Y., Zhang Y., Qian Z. A distributed model predictive control based load frequency control scheme for multi-area interconnected power system using discrete-time Laguerre functions. *ISA transactions*. 2017. vol. 68. P. 127–140.
113. Yang J., Sun X., Liao K., He Z., Cai L. Model predictive control-based load frequency control for power systems with wind-turbine generators. *IET renewable power generation*. 2019. vol. 13, № 15. P. 2871–2879.
114. Yandulskiy, O., Hulyi, V., Nesterko, A., Kovalenko, M., Tymokhin, O. Improving the efficiency of secondary load frequency control in a power system considering internal tie-line power exchanges. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 4(8) №136. P. 6–15. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2025.336113>.
115. Kunya A. B., Argin M., Jibril Y., Shaaban Y. A. Improved model predictive load frequency control of interconnected power system with synchronized automatic generation control loops. *Beni-Suef University Journal of Basic and Applied Sciences*. 2020. vol. 9, № 1. P. 47.
116. Stifter M., Andrén F., Schwalbe R., Tremmel W. Interfacing powerfactory: Co-simulation, real-time simulation and controller hardware-in-the-loop applications. *PowerFactory Applications for Power System Analysis*. Springer, 2014. P. 343–366.

117. F. Gonzalez-Longatt and J. L. R. Torres, *Advanced Smart Grid Functionalities Based on PowerFactory*. Cham, Switzerland : Springer, 2018. ISBN 3319505327.
118. Post, T., Kitziq, J. P., & Rehm, M. Universal Multi-Access PowerFactory Interface for Dynamic Grid Simulation. In *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*. 2018 P. 16.
119. Stifter M., Kadam S., Bletterie B. Advanced Applications of DPL: Simulation Automation and Management of Results. *PowerFactory Applications for Power System Analysis*. Springer, 2014. P. 323–341.
120. Stifter, M., Schwalbe, R., Andrén, F., & Strasser, T.. Steady-state co-simulation with PowerFactory. *2013 Workshop on Modeling and Simulation of Cyber-Physical Energy Systems (MSCPES)*. 2013 P. 1–6. ISBN 1479913073.
121. Gonzalez-Longatt F., Rueda Torres J. L. Introduction to smart grid functionalities. *Advanced Smart Grid Functionalities Based on PowerFactory*. Springer, 2017. P. 1–18.
122. Яндульський О. С., Нестерко А. Б. Ідентифікація моделі електроенергетичної системи на основі синхронізованих вимірів режимних параметрів під час перехідних процесів. *Технічна електродинаміка*. 2015. № 5. С. 59–62

ДОДАТОК А ОПИС МОДЕЛІ РЕГУЛЯТОРА УПМ В МАТЛАВ

```

1      %System
2
3      A= [-1000,0,0,0,0,0,0;
4          0,-1000,0,0,0,0,0;
5          0,0,-1000,0,0,0,0;
6          0,0,0,-1000,0,0,0;
7          0,0,0,0,-1000,0,0;
8          0,0,0,0,0,-1000,0;
9          0,0,0,0,0,0,-1000];
10     B= [1,0,0,0,0,0,0;
11         0,1,0,0,0,0,0;
12         0,0,1,0,0,0,0;
13         0,0,0,1,0,0,0;
14         0,0,0,0,1,0,0;
15         0,0,0,0,0,1,0;
16         0,0,0,0,0,0,1];
17     C= [-288.984,-267.993,-340.076,-351.596,-285.587,-257.146,-820.065;%Перетин-1
18         -221.088,-126.666,-341.238,-358.978,-259.877,-43.386,-805.217;% Перетин-2
19         -267.721,-275.270,546.057,625.785,-258.263,-289.052,-311.688;% Перетин-1
20         -1.183,-1.619,-92.496,663.116,-0.342,-1.949,-48.571;% Перетин-3
21         5.212,3.359,869.182,945.060,5.094,2.536,-9.023;% Перетин-4
22         -267.721,-275.270,546.057,625.785,-258.263,-289.052,-311.688;% Перетин-6
23         800,800,800,800,800,800,800];%Частота
24     D= [0,0,0,0,0,0,0;
25         0,0,0,0,0,0,0;
26         0,0,0,0,0,0,0;
27         0,0,0,0,0,0,0;
28         0,0,0,0,0,0,0;
29         0,0,0,0,0,0,0;
30         0,0,0,0,0,0,0];
31
32     Ts=0.01;
33
34     plant=ss(A,B,C,D);
35
36     cplant=c2d(plant,Ts);
37
38     Nstates=2;
39     Nkrtes=8;
40     NButes=1;
41     Ndots=2;
42     Ndnges=9;
43     Nkahges=6;
44     Nkanges=24;
45
46
47     MPCobj = mpc(plant, Ts);
48
49     MPCobj.PredictionHorizon = 1000;
50
51     MPCobj.ControlHorizon = 200;
52
53     MPCobj.Model.Nominal.U = [0;0;0;0;0;0;0];
54     MPCobj.Model.Nominal.Y = [0;0;0;0;0;0;0];
55
56     MPCobj.MV(1).Min = -100000;

```

```

57 MPCobj.MV(1).Max = 100000;
58 MPCobj.MV(2).Min = -100000;
59 MPCobj.MV(2).Max = 100000;
60 MPCobj.MV(3).Min = -100000;
61 MPCobj.MV(3).Max = 100000;
62 MPCobj.MV(4).Min = -100000;
63 MPCobj.MV(4).Max = 100000;
64 MPCobj.MV(5).Min = -100000;
65 MPCobj.MV(5).Max = 100000;
66 MPCobj.MV(6).Min = -100000;
67 MPCobj.MV(6).Max = 100000;
68 MPCobj.MV(7).Min = -100000;
69 MPCobj.MV(7).Max = 100000;
70 %% specify constraints for OV
71 MPCobj.OV(1).Min = -100000;
72 MPCobj.OV(1).Max = 100000;
73 MPCobj.OV(2).Min = -100000;
74 MPCobj.OV(2).Max = 100000;
75 MPCobj.OV(3).Min = -100000;
76 MPCobj.OV(3).Max = 100000;
77 MPCobj.OV(4).Min = -100000;
78 MPCobj.OV(4).Max = 100000;
79 MPCobj.OV(5).Min = -100000;
80 MPCobj.OV(5).Max = 100000;
81 MPCobj.OV(6).Min = -100000;
82 MPCobj.OV(6).Max = 100000;
83 MPCobj.OV(7).Min = -100000;
84 MPCobj.OV(7).Max = 100000;
85
86 MPCobj.MV(1).RateMin = -0.001041+Nstes;
87 MPCobj.MV(1).RateMax = 0.001041+Nstes;
88 MPCobj.MV(2).RateMin = -0.000416+Nkrtes;
89 MPCobj.MV(2).RateMax = 0.000416+Nkrtes;
90 MPCobj.MV(3).RateMin = -0.000416+NButes;
91 MPCobj.MV(3).RateMax = 0.000416+NButes;
92 MPCobj.MV(4).RateMin = -0.000416+Ndotes;
93 MPCobj.MV(4).RateMax = 0.000416+Ndotes;
94 MPCobj.MV(5).RateMin = -0.006+Ndnges;
95 MPCobj.MV(5).RateMax = 0.006+Ndnges;
96 MPCobj.MV(6).RateMin = -0.00483+Nkahges;
97 MPCobj.MV(6).RateMax = 0.00483+Nkahges;
98 MPCobj.MV(7).RateMin = -0.0015+Nkanges;
99 MPCobj.MV(7).RateMax = 0.0015+Nkanges;
100
101 MPCobj.Weights.MV = [1 1 1 1 1 1 1];
102 MPCobj.Weights.MVRate = [0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 0.1 0.1];
103 MPCobj.Weights.OV = [1 1 1 1 1 1 10];
104 MPCobj.Weights.ECR = 100000;

```

ДОДАТОК Б НАЛАШТУВАННЯ ПЗ POWERFACTORY ТА MATLAB

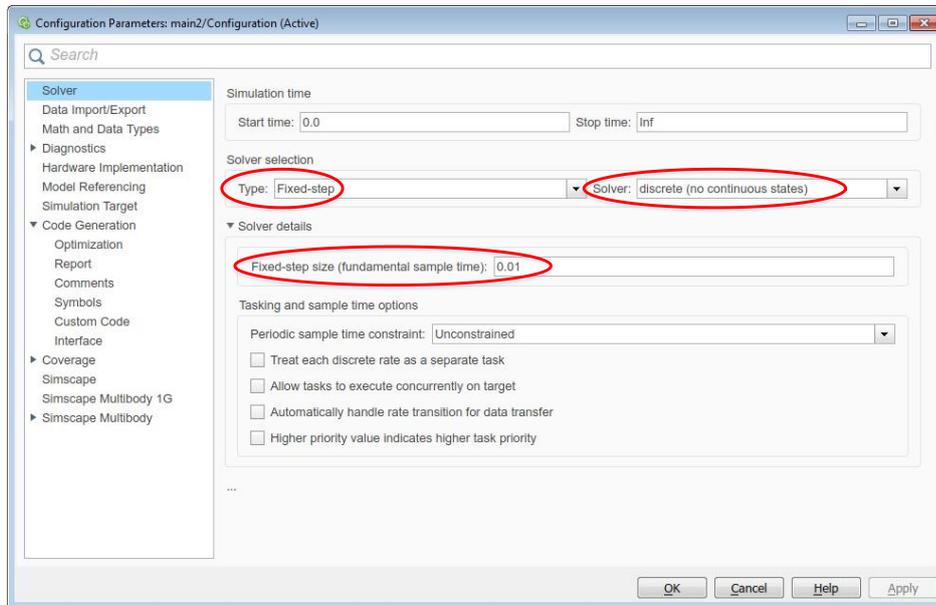


Рисунок 1 – Вікно налаштування параметрів моделі MATLAB

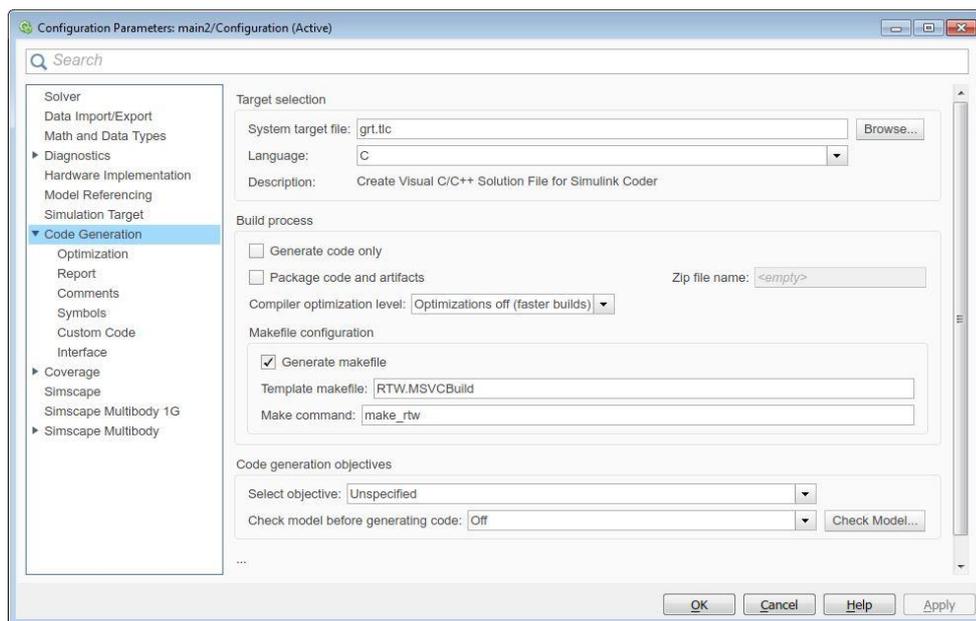


Рисунок 2 – Вікно налаштування цільової платформи для компілювання
моделі MATLAB

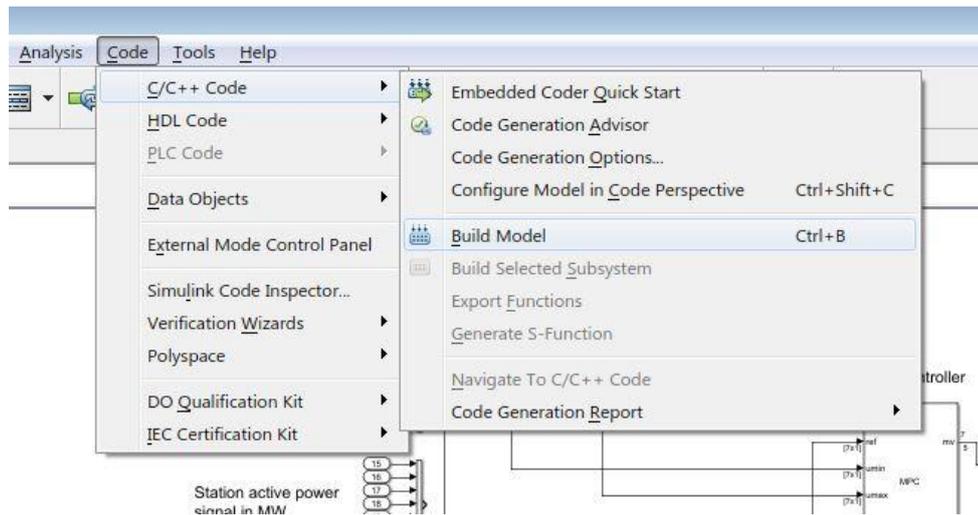


Рисунок 3 – Запуск процесу компілювання моделі MATLAB

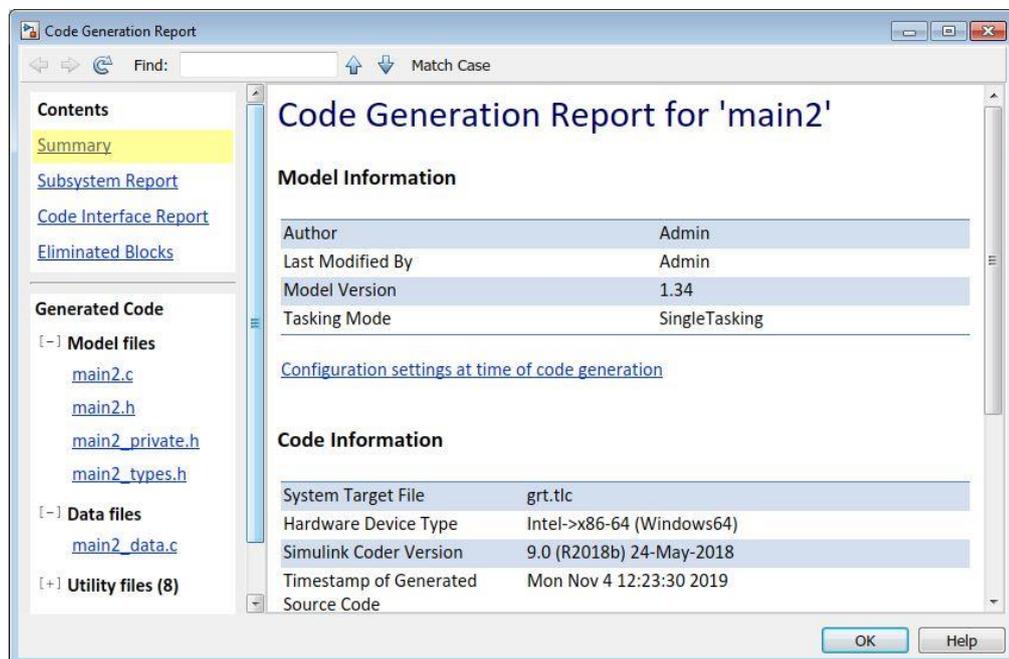


Рисунок 4 – Вікно звіту генерації коду для моделі MATLAB

Рисунок 5 – Структура файла digexdyn.xml

```

1      <?xml version="1.0" encoding="utf-8"?>
2      <digexdyn>
3          <model>
4              <name>ім'я моделі</name>
5              <path>шлях до розташування файлу бібліотеки моделі</path>
6              <functions>
7                  <init>ім'я функції ініціалізації моделі</init>
8                  <step>ім'я функції виконання кроку моделі</step>
9                  <terminate>ім'я функції переривання моделювання моделі</terminate>
10             </functions>
11             <inputs name="ім'я структури із вхідними параметрами (як правило <ім'я
12                 моделі>_U) ">
13                 <In1>
14                     <index> індекс у структурі/масиві вхідних параметрів моделі MATLAB
15                         (змінна , що передається в inputs name)
16                     </index>
17                     <param> індекс у масиві вхідних/вихідних параметрів моделі PowerFactory
18                         (змінна dParams)
19                     </param>
20                 </In1>
21             </inputs>
22             <outputs name="ім'я структури із вхідними параметрами (як правило <ім'я
23                 моделі>_Y) ">
24                 <Out1>
25                     <index>індекс у структурі/масиві вихідних параметрів моделі MATLAB
26                         (змінна , що передається в outputs name)
27                     </index>
28                     <param> індекс у масиві вхідних/вихідних параметрів моделі PowerFactory
29                         (змінна dParams)
30                     </param>
31                 </Out1>
32             </outputs>
33         </model>
34     </digexdyn>

```

Определение блока - User Defined Models\MPC_in49_out25.BlkDef

Имя: MPC_in49_out25

Загол.:

Предупреждение: Изменение уровня уже используемых моделей требует адаптации всех зависимых моделей!

Уров.: Уровень 4: Уровень 3 + событие(булево выражение,)

Автоматический расчет начальных условий

Классификация

Линейный

Макро

Matlab

Верхнее ограничение

Ограничение параметр:

Входных сигналов:

Нижнее ограничение

Ограничение параметр:

Входных сигналов:

Переменные

Выходные сигнал: out 1,out 2,out 3,out 4,out 5,out 6,out 7,out 8,out 9,out 10,out 11,out 12,out 13,out 14,out 15,out 16,out 17,out 18

Входные сигналы: in 1,in 2,in 3,in 4,in 5,in 6,in 7,in 8,in 9,in 10,in 11,in 12,in 13,in 14,in 15,in 16,in 17,in 18,in 19,in 20,in 21,in 22,in 23,

Перем. сост.: zin 15,zin 16,zin 17,zin 18,zin 19,zin 20,zin 21,zin 34,zin 35,zin 36,zin 37,zin 38,zin 39,zin 42

Параметр:

Внутр. перемен.: vin 1,vin 2,vin 3,vin 4,vin 5,vin 6,vin 7,vin 8,vin 9,vina 10,vina 11,vina 12,vina 13,vina 14,vina 15,vina 16,vina 17

OK

Отмена

Состав

Уравнения

Макро уравн.

Проверить

Проверить Inc

Сжать

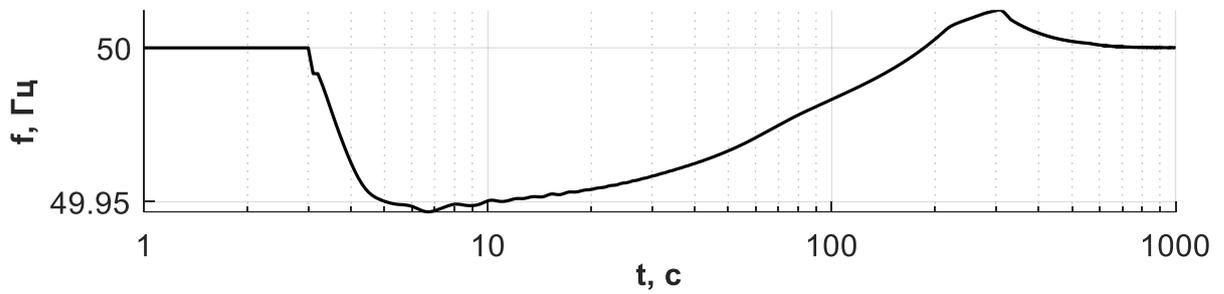
Сжать->Макро

Шифровать

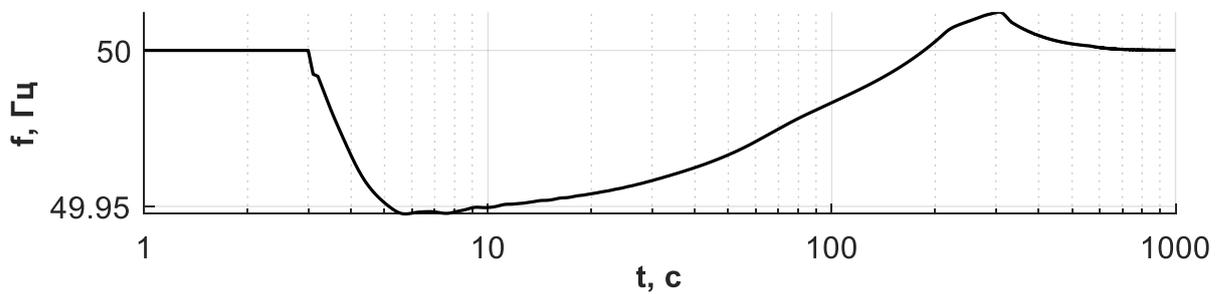
Рисунок 6 – Вікно оголошення масиву параметрів для передачі між функціями

ДОДАТОК В РЕЗУЛЬТАТИ МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЕС З РІЗНИМИ РЕГУЛЯТОРАМИ САРЧП

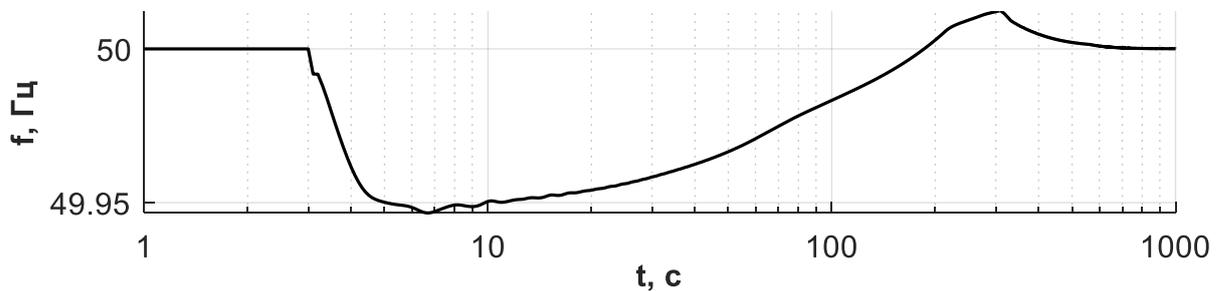
*Залучення ТЕС та ГЕС до вторинного регулювання з ПІ-регулятором
САРЧП без врахування специфіки роботи котельного обладнання ТЕС.*



a



б



в

Рисунок 1 – Графік зміни частоти у контрольованих зонах ЕЕС:

a – Зона-1; *б* – Зона-2; *в* – Зона-3

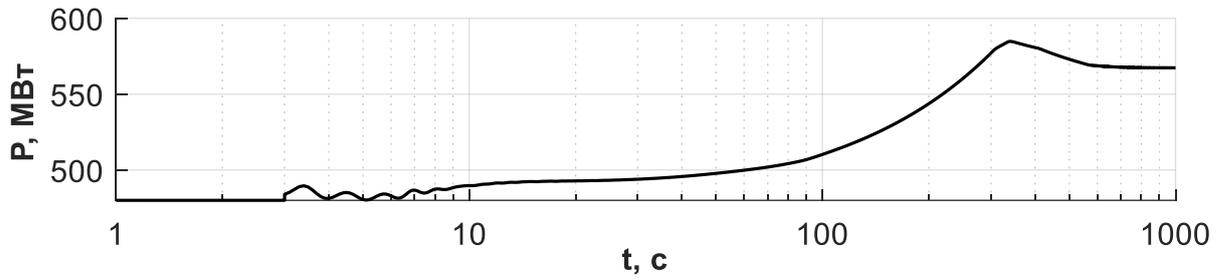
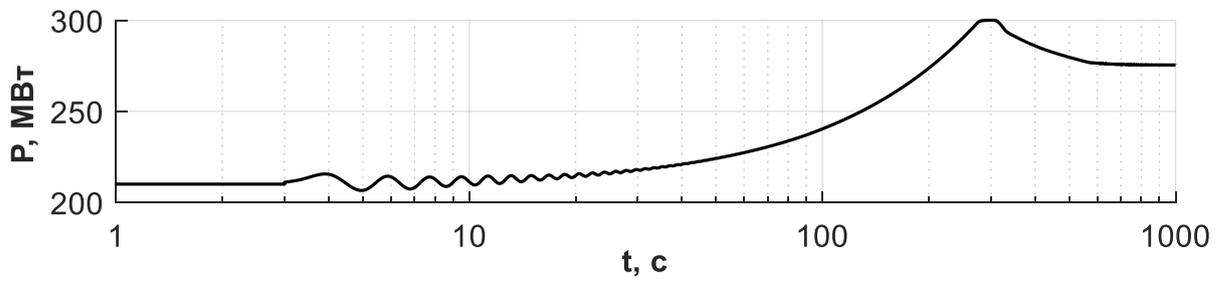
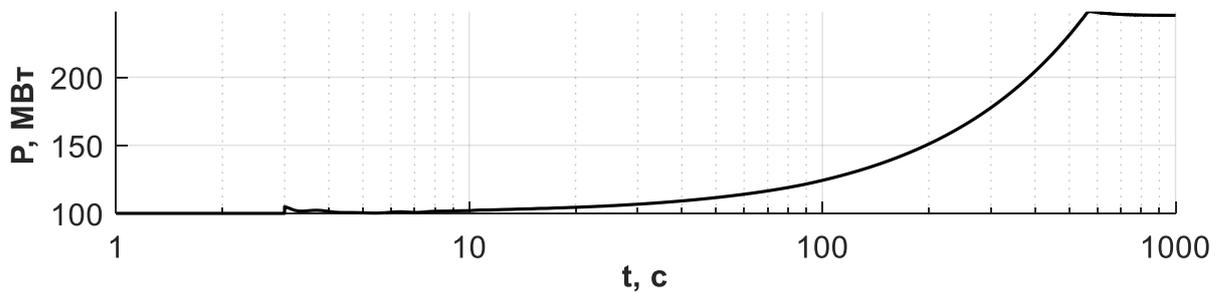
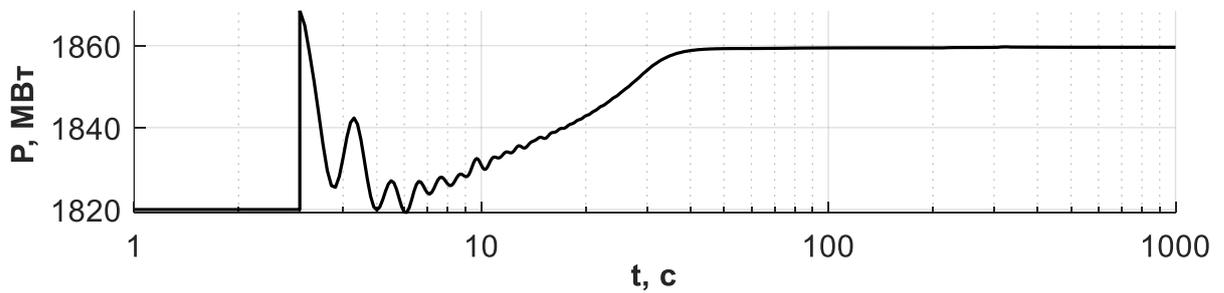
*a**б**в**г*

Рисунок 2 – Графік зміни потужностей теплових електростанцій:

a – ТЕС-1; *б* – ТЕС-2; *в* – ТЕС-3; *г* – ТЕС-4.

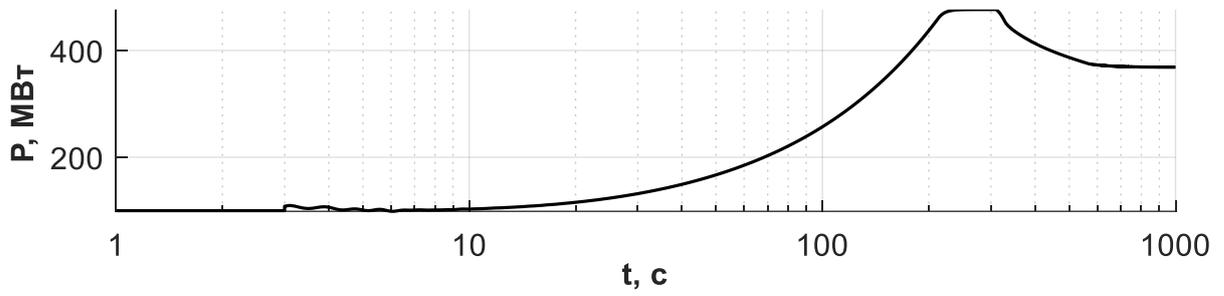
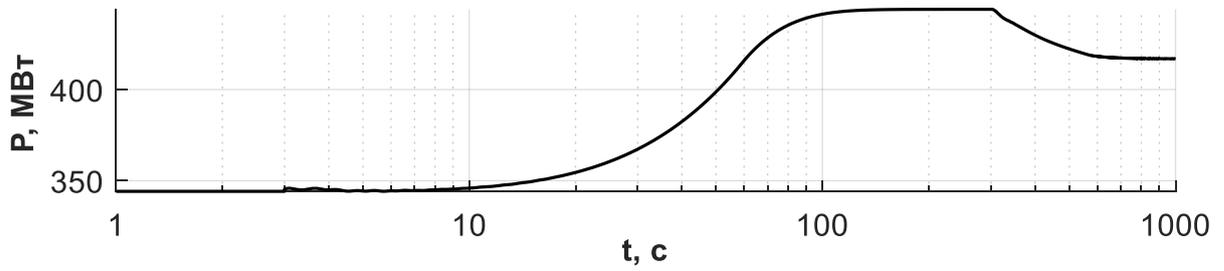
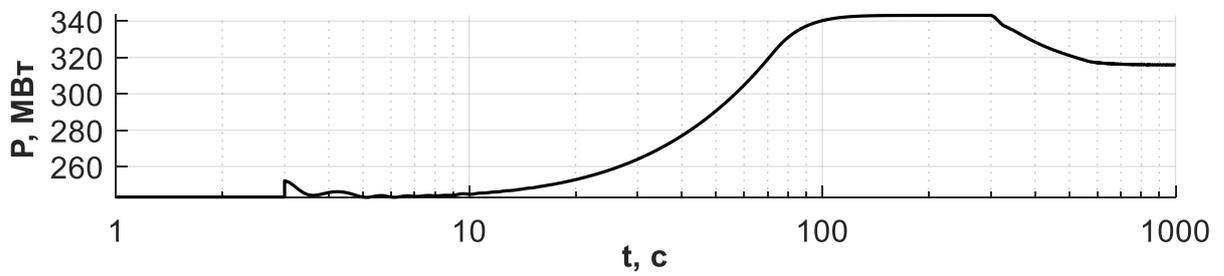
*a**б**в*

Рисунок 3 – Графік зміни потужностей гідроелектростанцій: а – ГЕС-1; б – ГЕС-2; в – ГЕС-3.

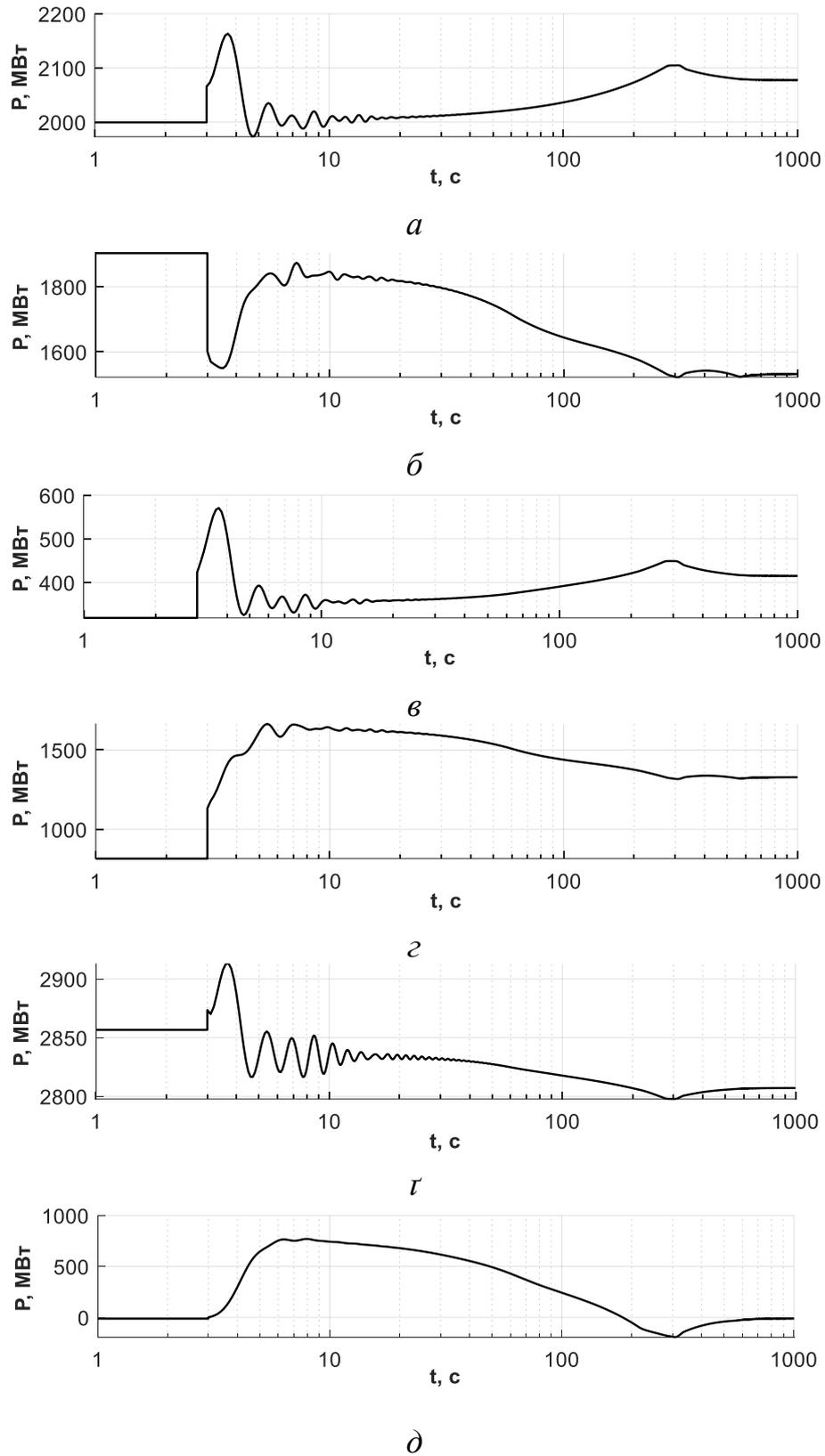
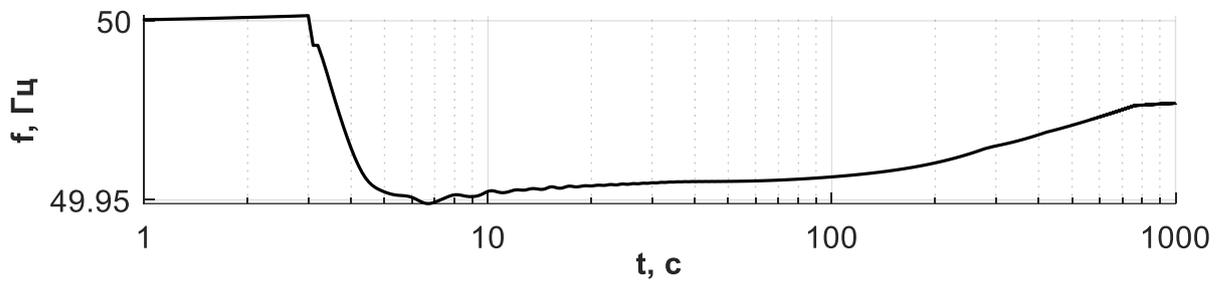
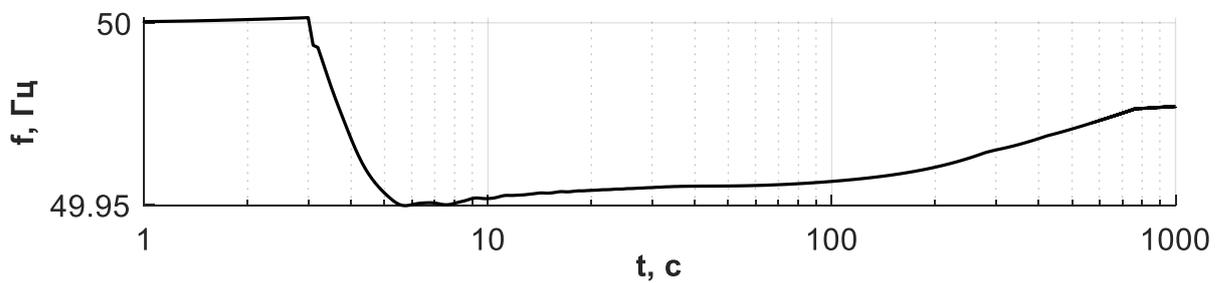


Рисунок 4 – Графік зміни перетоків потужностей контрольованих перетинів: *a* – Перетин-1; *б* – Перетин-2; *в* – Перетин-3; *г* – Перетин-4; *д* – Перетин-5; *е* – Перетин-6.

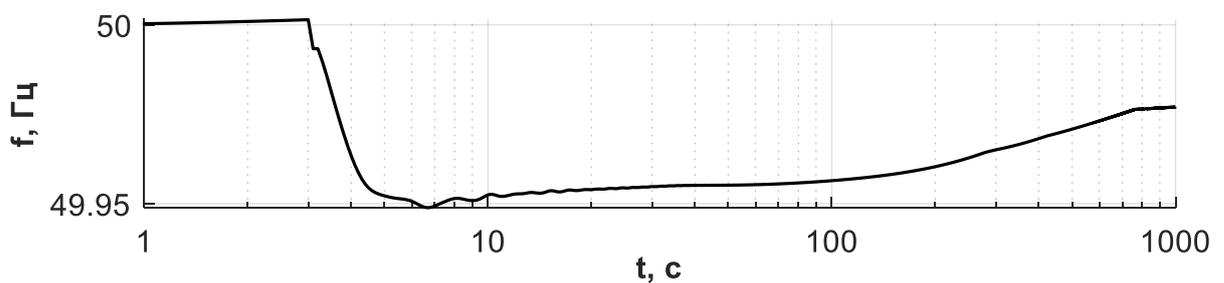
Залучення тільки енергоблоків ТЕС до вторинного регулювання з ПП-регулятором САРЧП з врахуванням специфіки роботи котельного обладнання ТЕС



a



б



в

Рисунок 5 – Графік зміни частоти у контрольованих зонах ЕЕС:

a – Зона-1; *б* – Зона-2; *в* – Зона-3

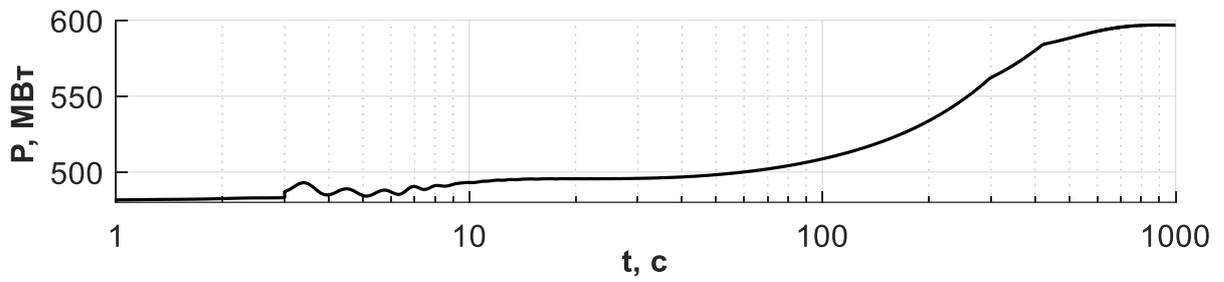
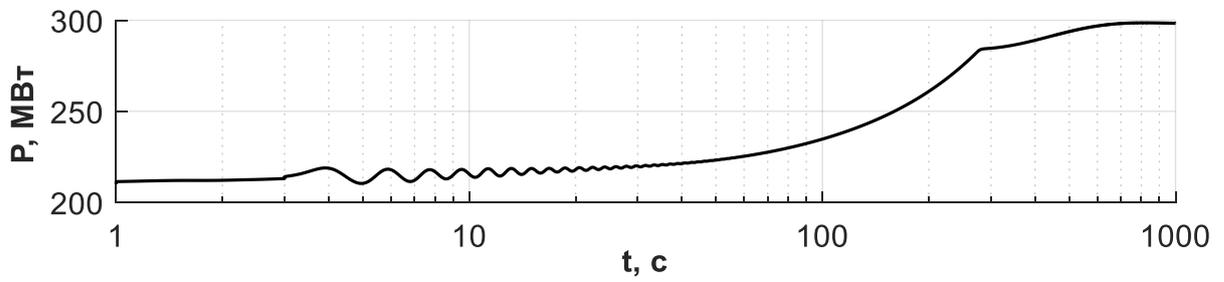
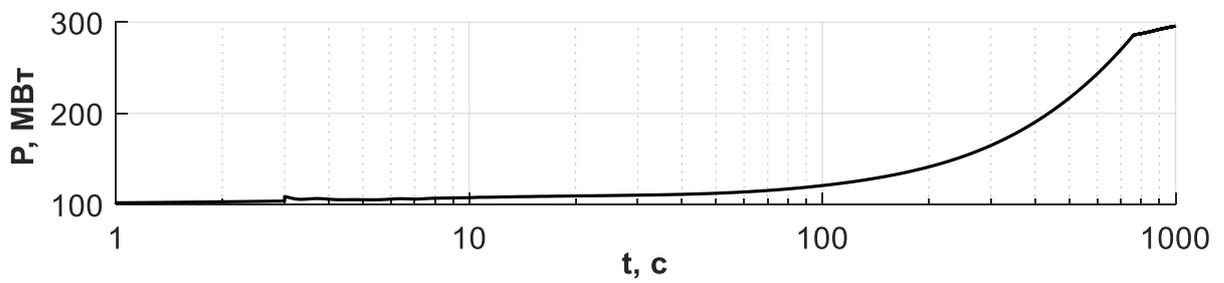
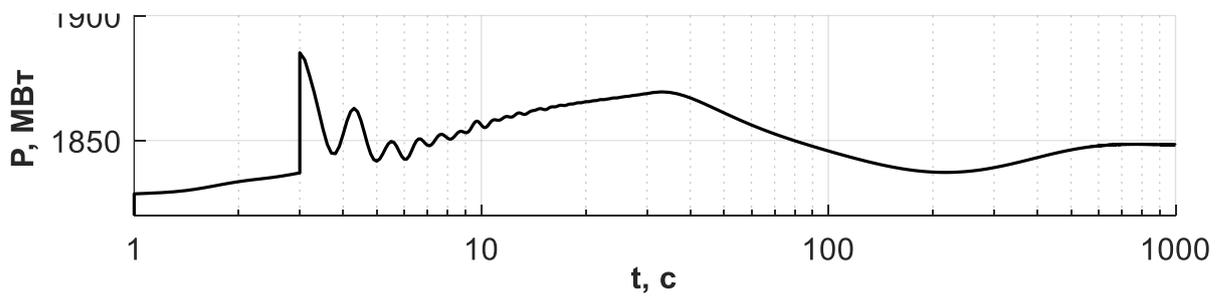
*a**б**в**г*

Рисунок 6 – Графік зміни потужностей теплових електростанцій:

a – ТЕС-1; *б* – ТЕС-2; *в* – ТЕС-3; *г* – ТЕС-4.

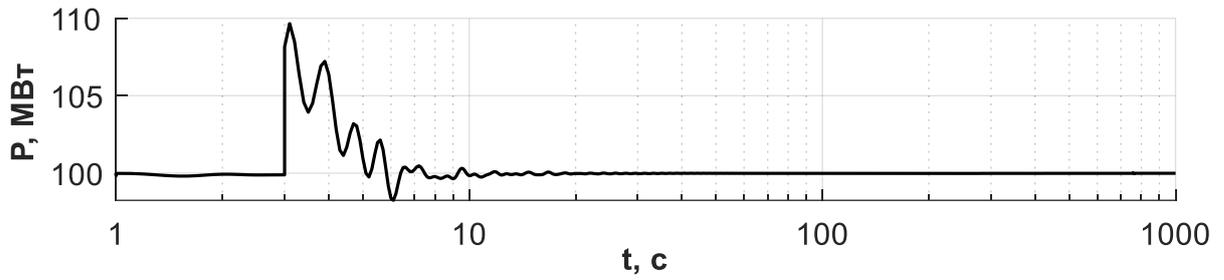
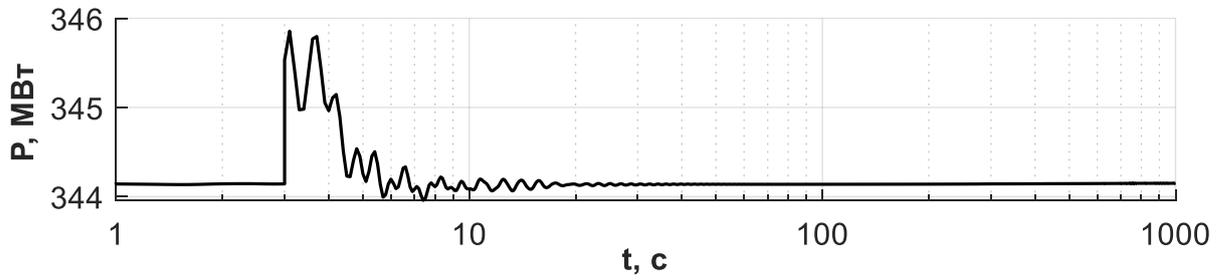
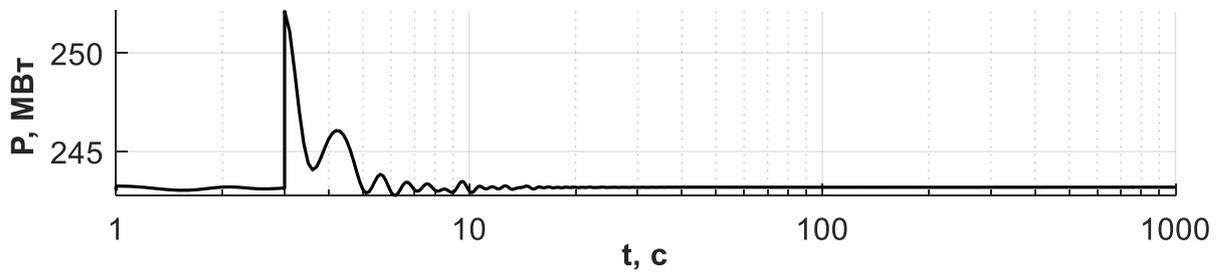
*a**б**в*

Рисунок 7 – Графік зміни потужностей гідроелектростанцій: а – ГЕС-1; б – ГЕС-2; в – ГЕС-3.

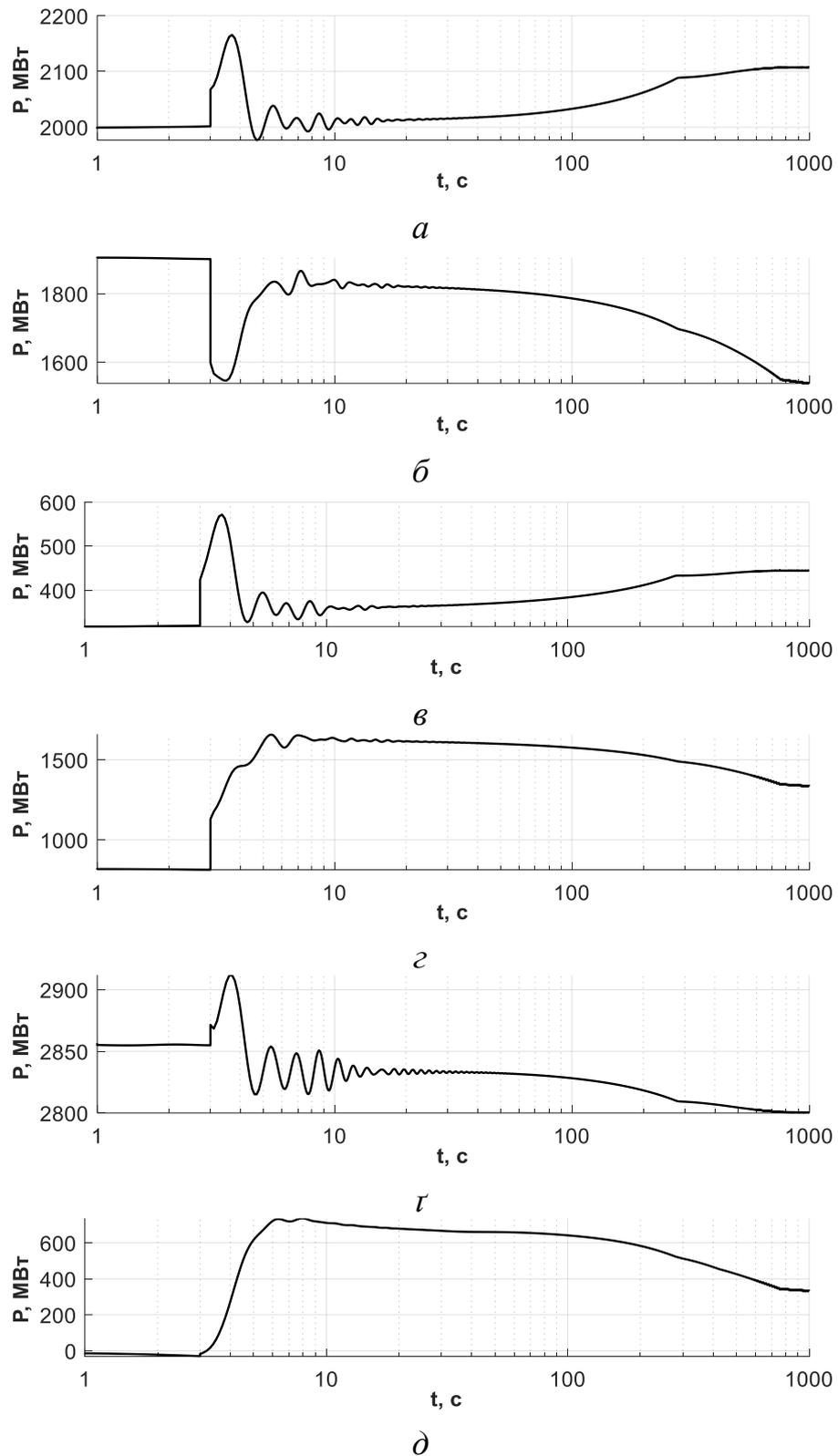


Рисунок 8 – Графік зміни перетоків потужностей контрольованих перетинів: *a* – Перетин-1; *б* – Перетин-2; *в* – Перетин-3; *г* – Перетин-4; *д* – Перетин-5; *е* – Перетин-6.

Залучення ТЕС та ГЕС до вторинного регулювання з ПІ-регулятором САРЧП з врахуванням специфіки роботи котельного обладнання ТЕС

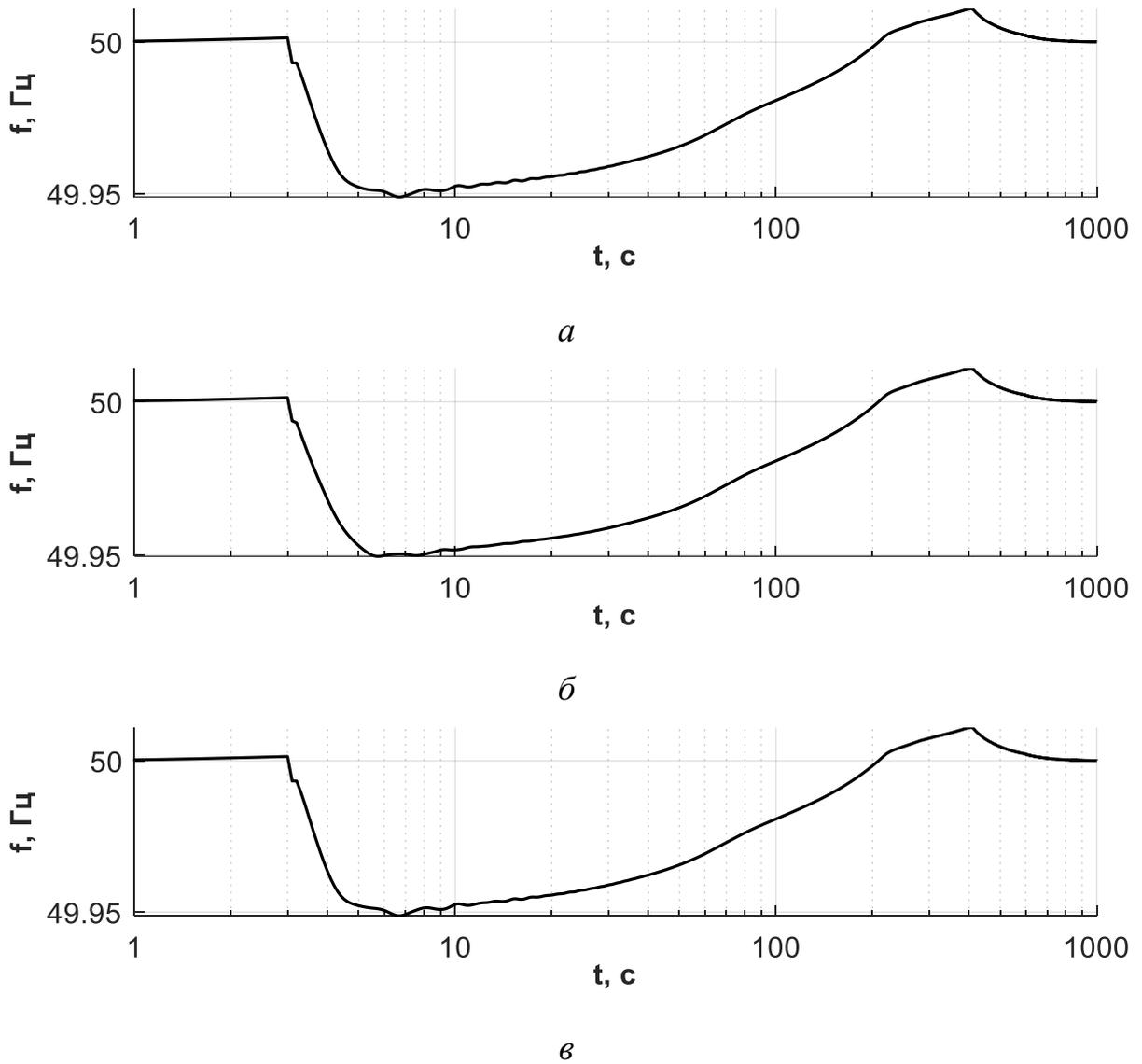


Рисунок 9 – Графік зміни частоти у контрольованих зонах ЕЕС:

a – Зона-1; *б* – Зона-2; *в* – Зона-3

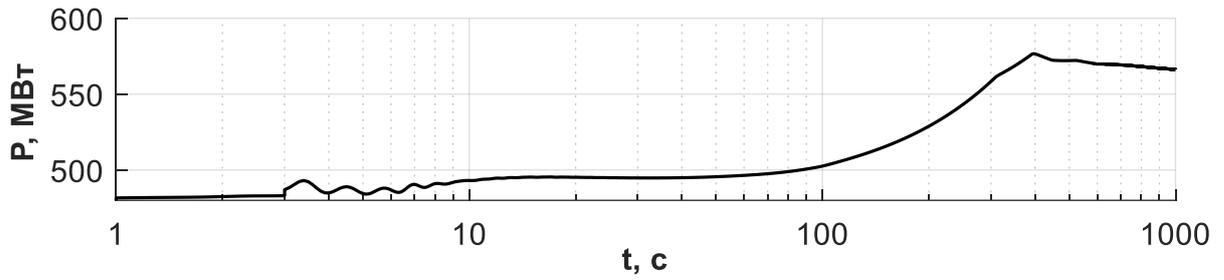
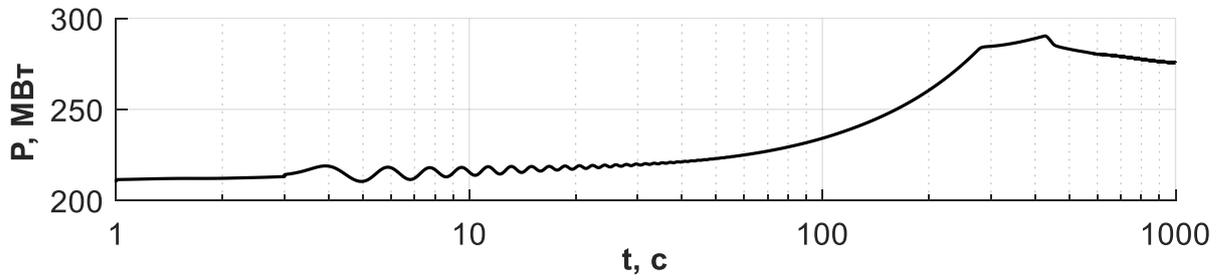
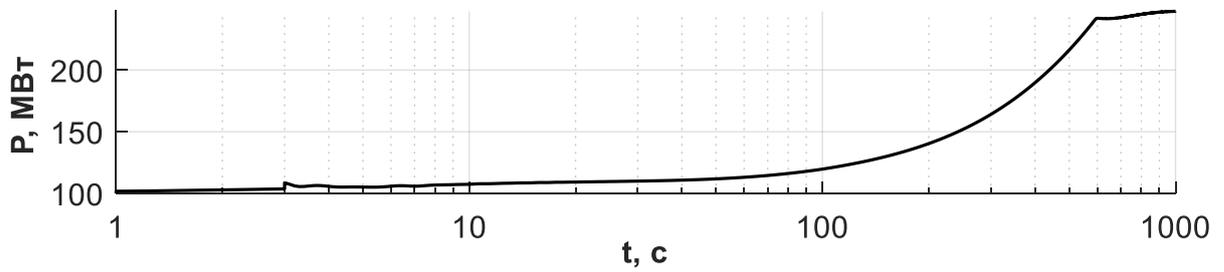
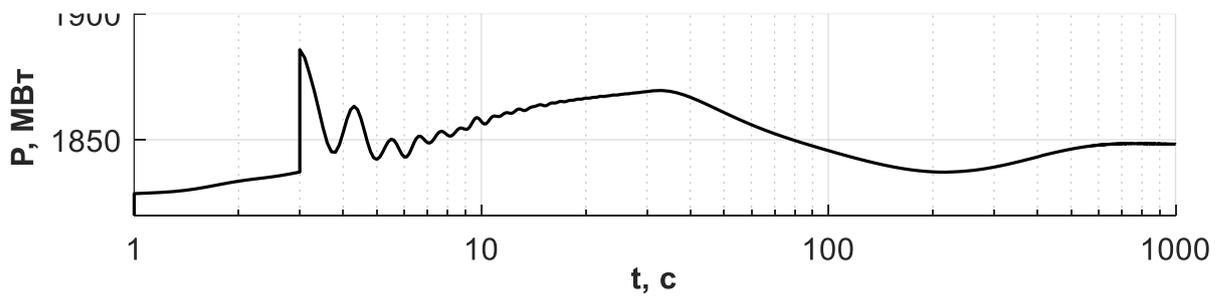
*a**б**в**г*

Рисунок 10 – Графік зміни потужностей теплових електростанцій:

a – ТЕС-1; *б* – ТЕС-2; *в* – ТЕС-3; *г* – ТЕС-4.

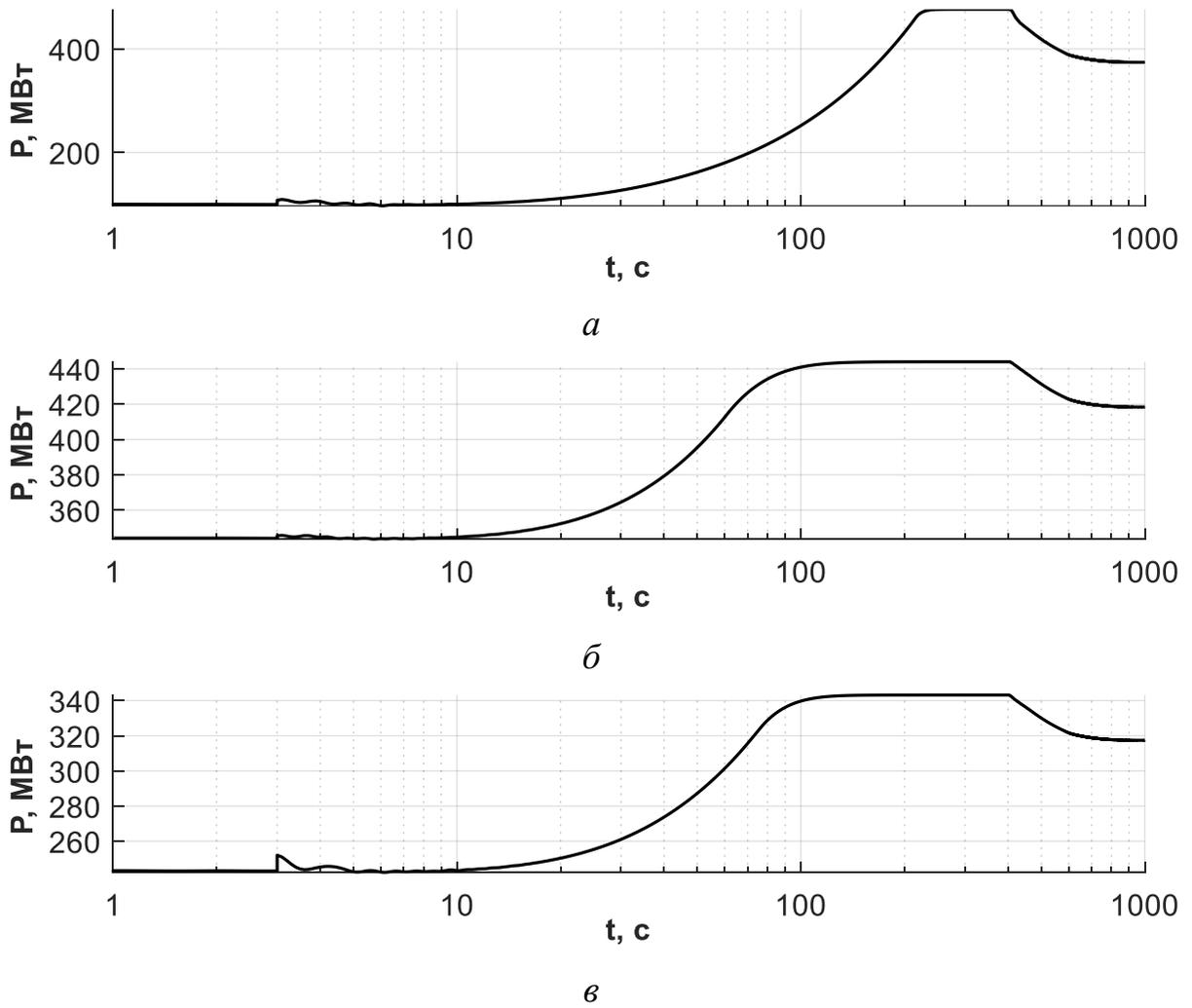


Рисунок 11 – Графік зміни потужностей гідроелектростанцій: а – ГЕС-1; б – ГЕС-2; в – ГЕС-3.

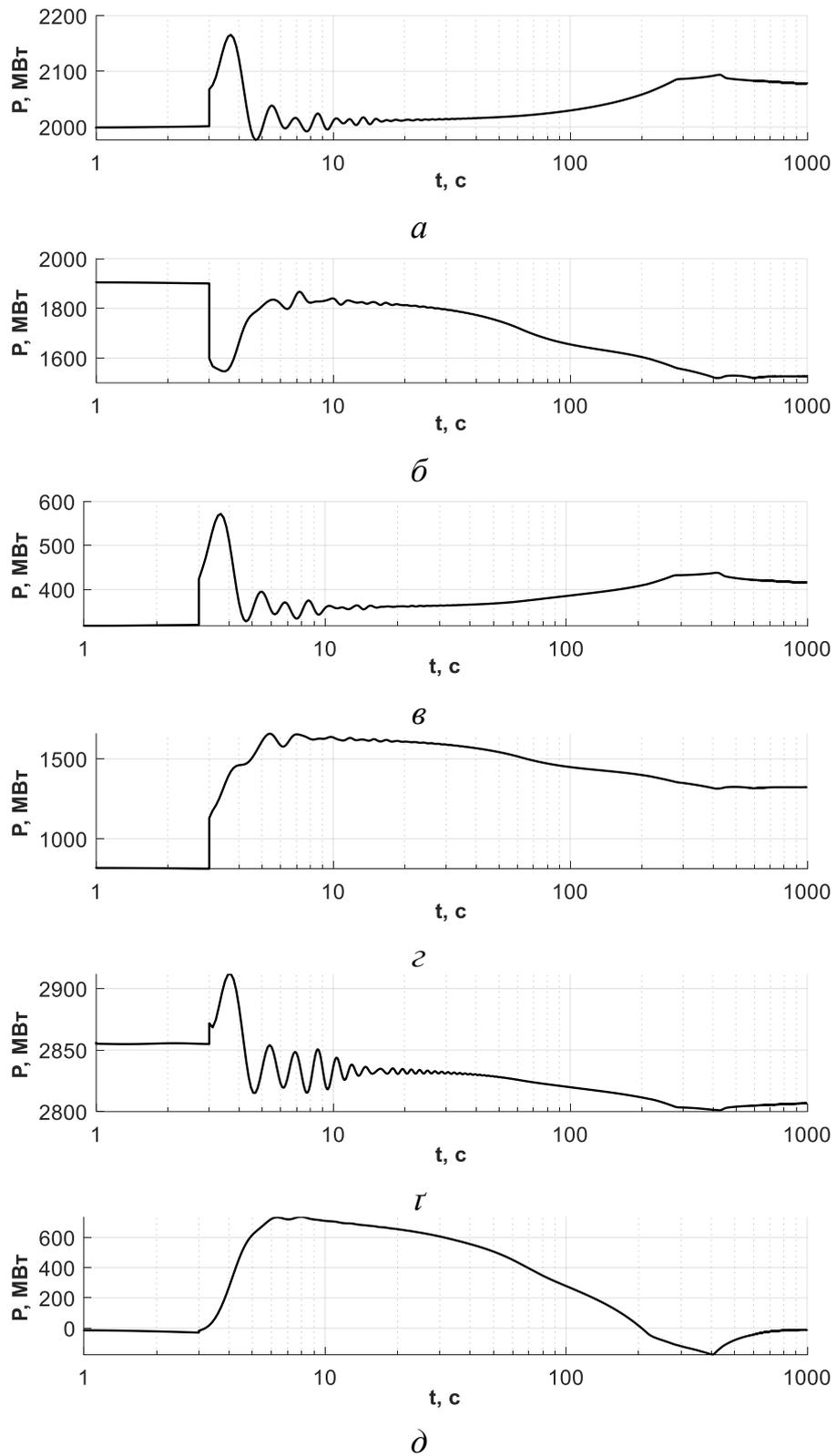
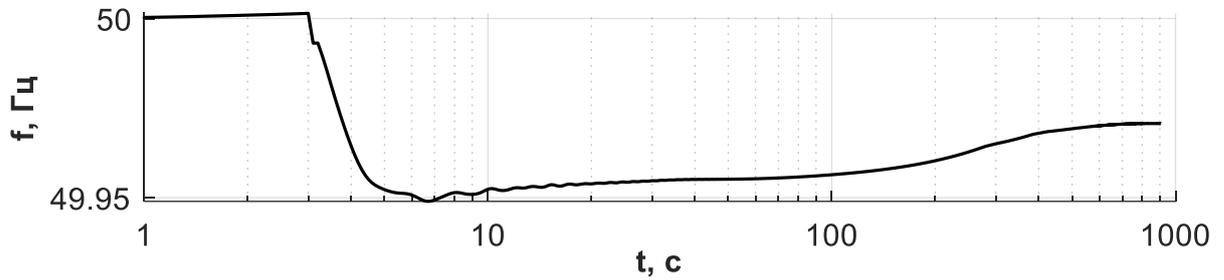
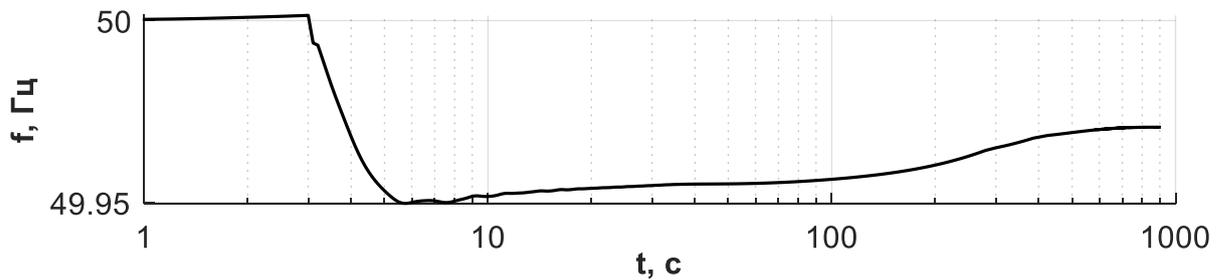


Рисунок 12 – Графік зміни перетоків потужностей контрольованих перетинів: *a* – Перетин-1; *б* – Перетин-2; *в* – Перетин-3; *г* – Перетин-4; *д* – Перетин-5; *е* – Перетин-6.

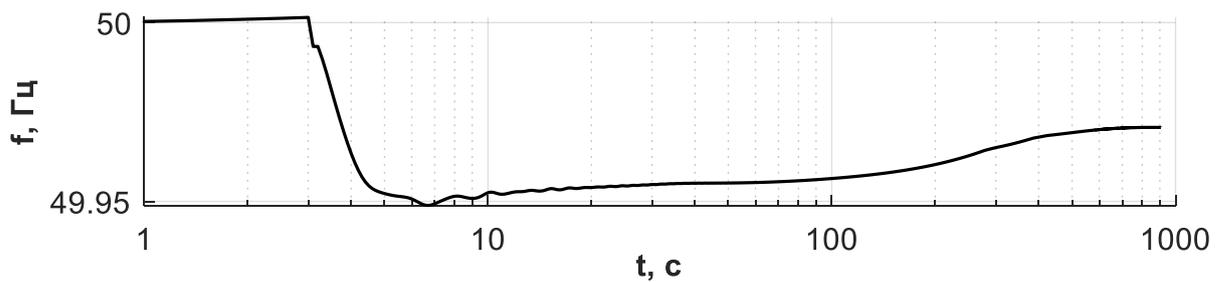
Залучення тільки енергоблоків ТЕС до вторинного регулювання з УПМ-регулятором САРЧП з врахуванням специфіки роботи котельного обладнання ТЕС.



a



б



в

Рисунок 13 – Графік зміни частоти у контрольованих зонах ЕЕС:

a – Зона-1; *б* – Зона-2; *в* – Зона-3

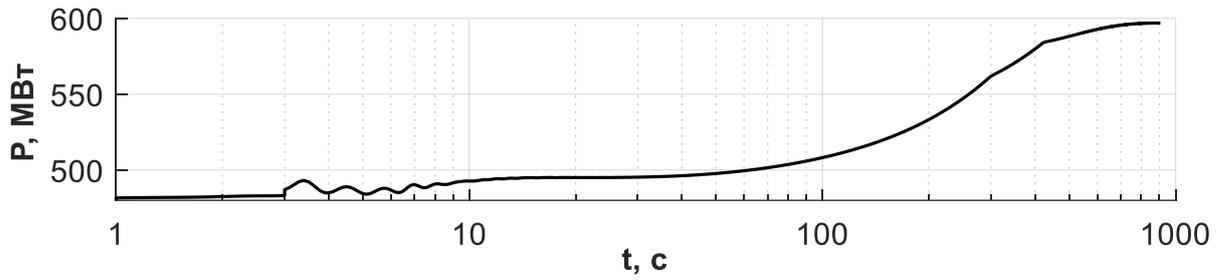
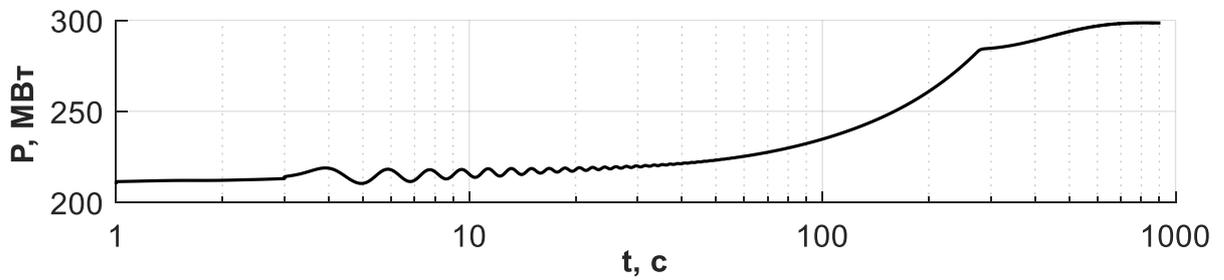
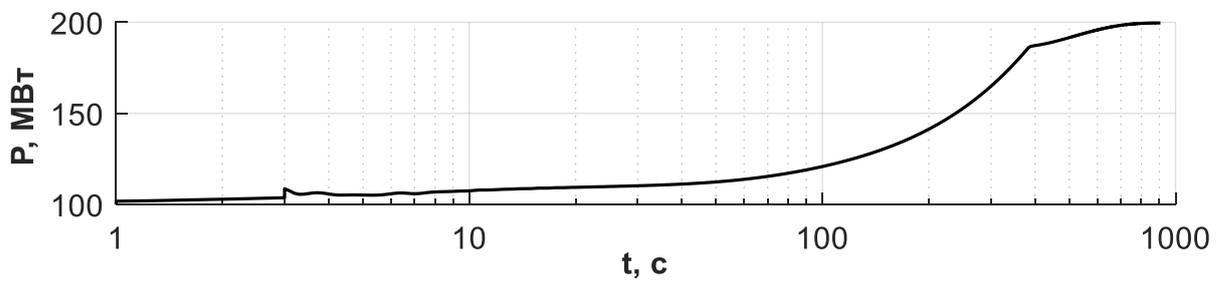
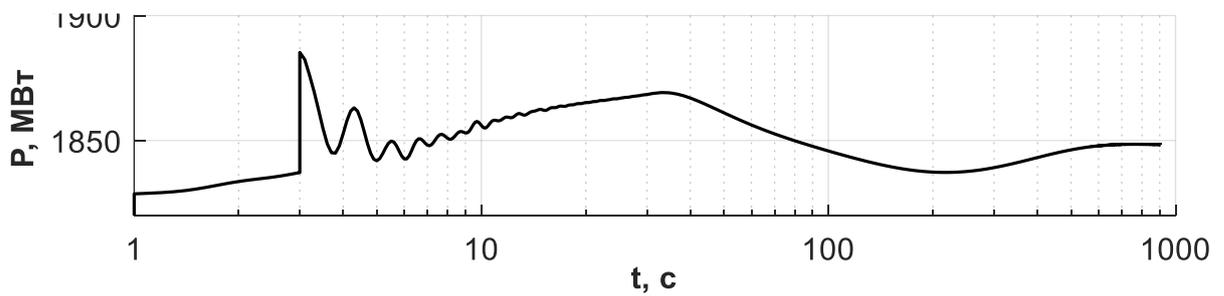
*a**б**в**г*

Рисунок 14 – Графік зміни потужностей теплових електростанцій:

a – ТЕС-1; *б* – ТЕС-2; *в* – ТЕС-3; *г* – ТЕС-4.

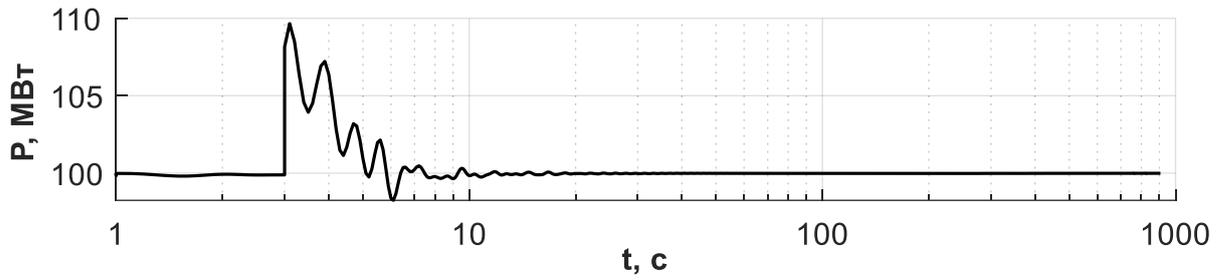
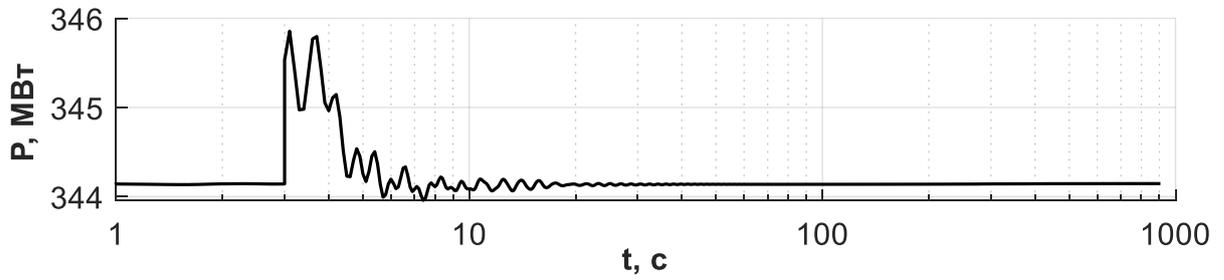
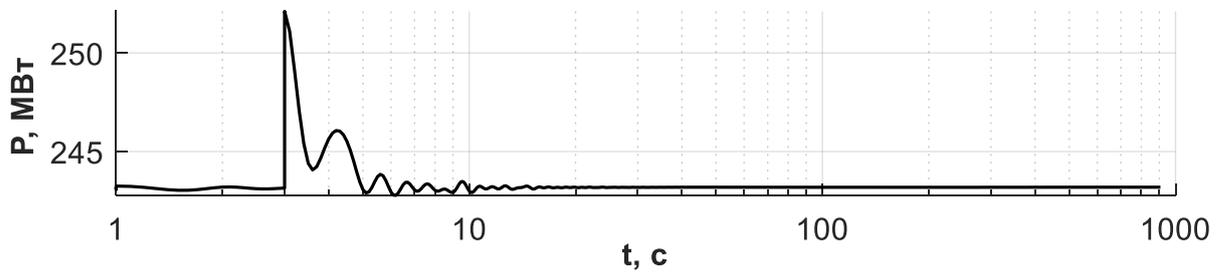
*a**б**в*

Рисунок 15 – Графік зміни потужностей гідроелектростанцій: а – ГЕС-1; б – ГЕС-2; в – ГЕС-3.

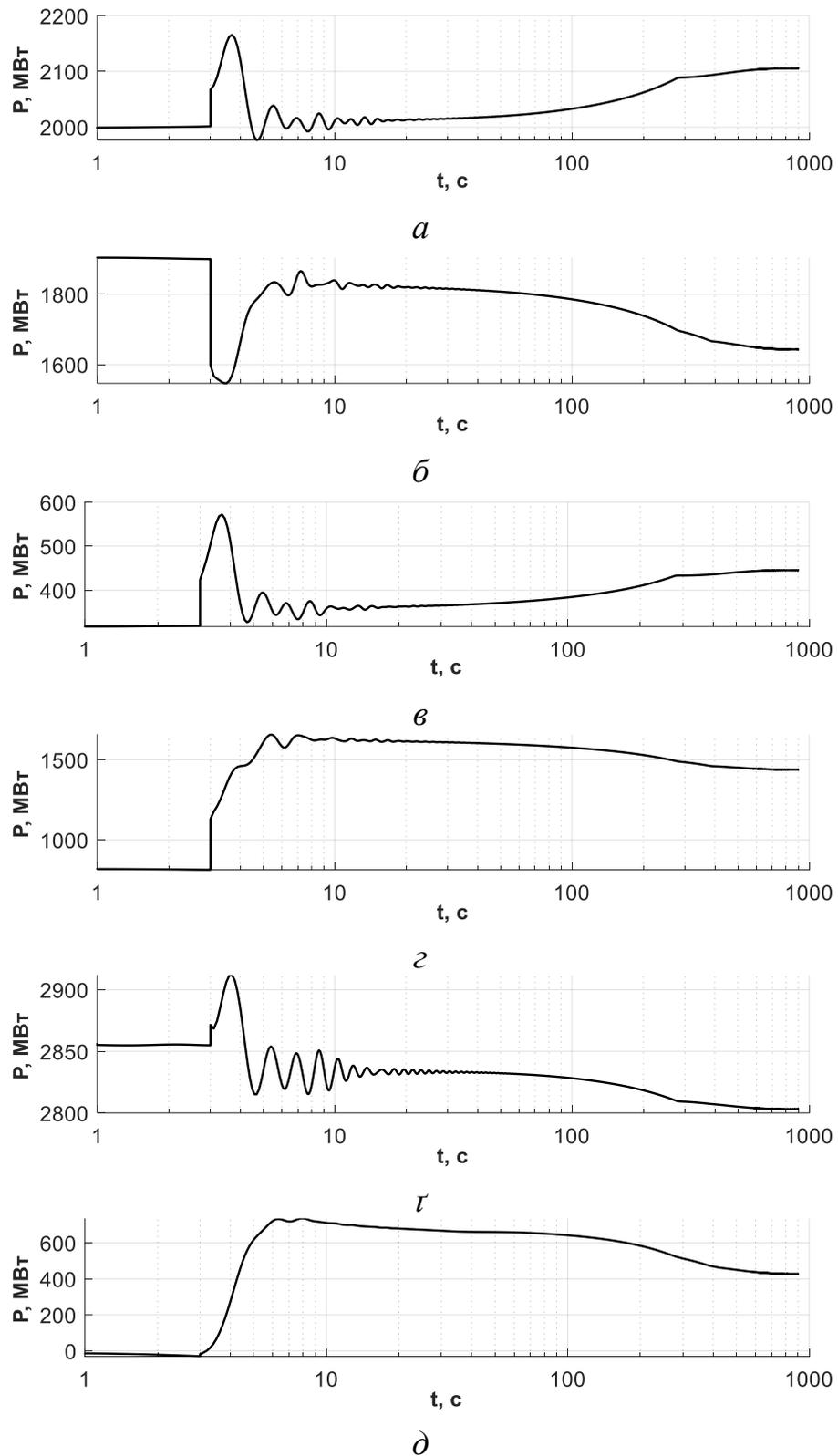
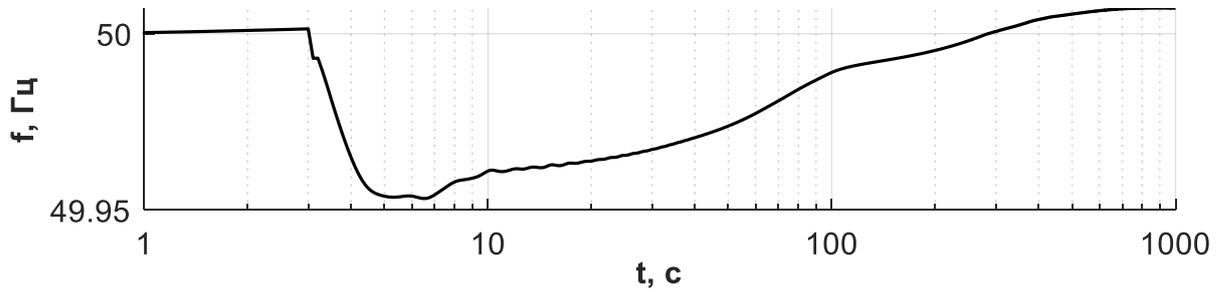
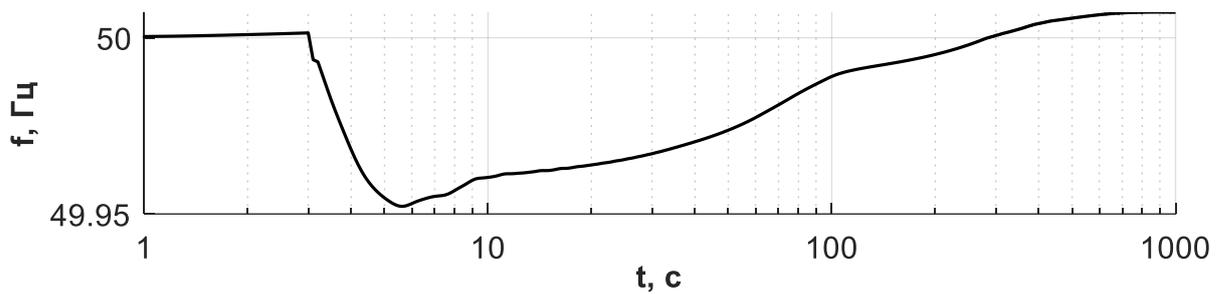


Рисунок 16 – Графік зміни перетоків потужностей контрольованих перетинів: *a* – Перетин-1; *б* – Перетин-2; *в* – Перетин-3; *г* – Перетин-4; *д* – Перетин-5; *е* – Перетин-6.

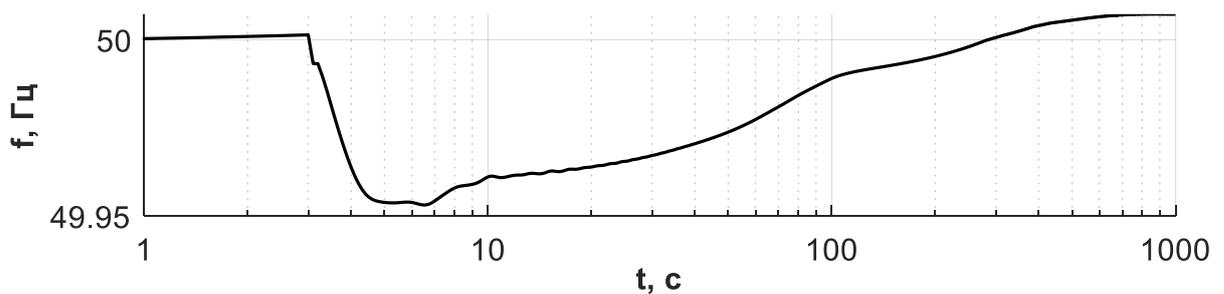
Залучення тільки ТЕС та ГЕС до вторинного регулювання з УПМ-регулятором САРЧП з врахуванням специфіки роботи котельного обладнання ТЕС.



a



б



в

Рисунок 17 – Графік зміни частоти у контрольованих зонах ЕЕС: *a* – Зона-1; *б* – Зона-2; *в* – Зона-3

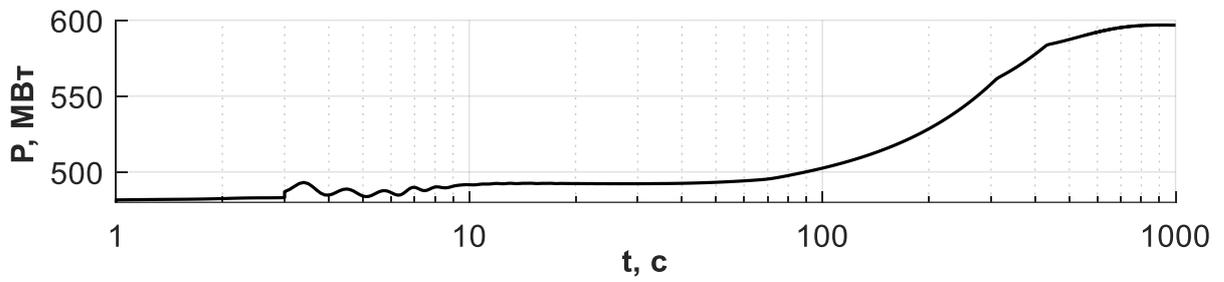
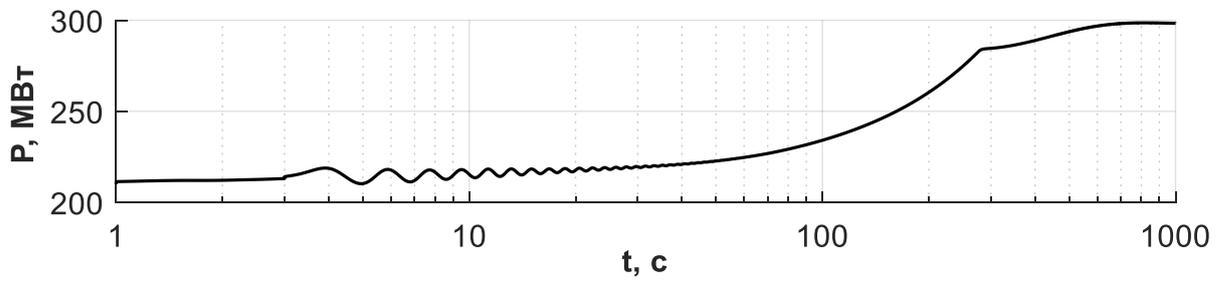
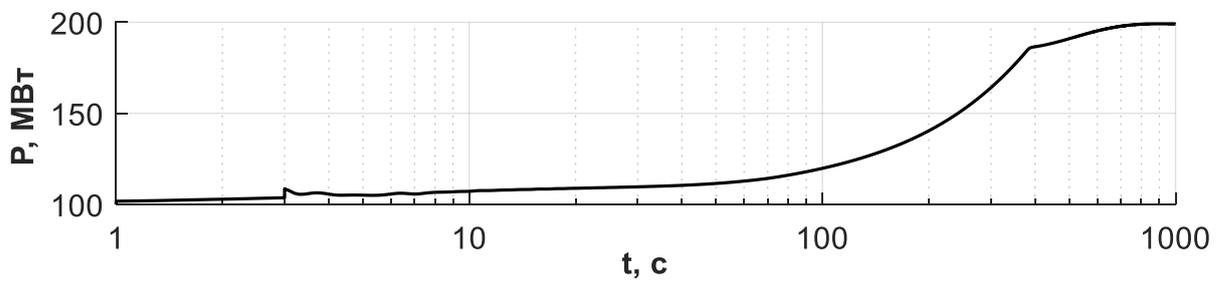
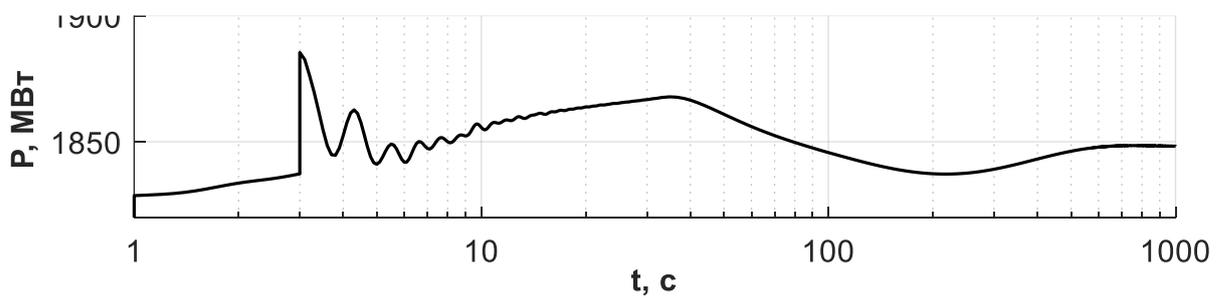
*a**б**в**г*

Рисунок 18 – Графік зміни потужностей теплових електростанцій:

a – ТЕС-1; *б* – ТЕС-2; *в* – ТЕС-3; *г* – ТЕС-4.

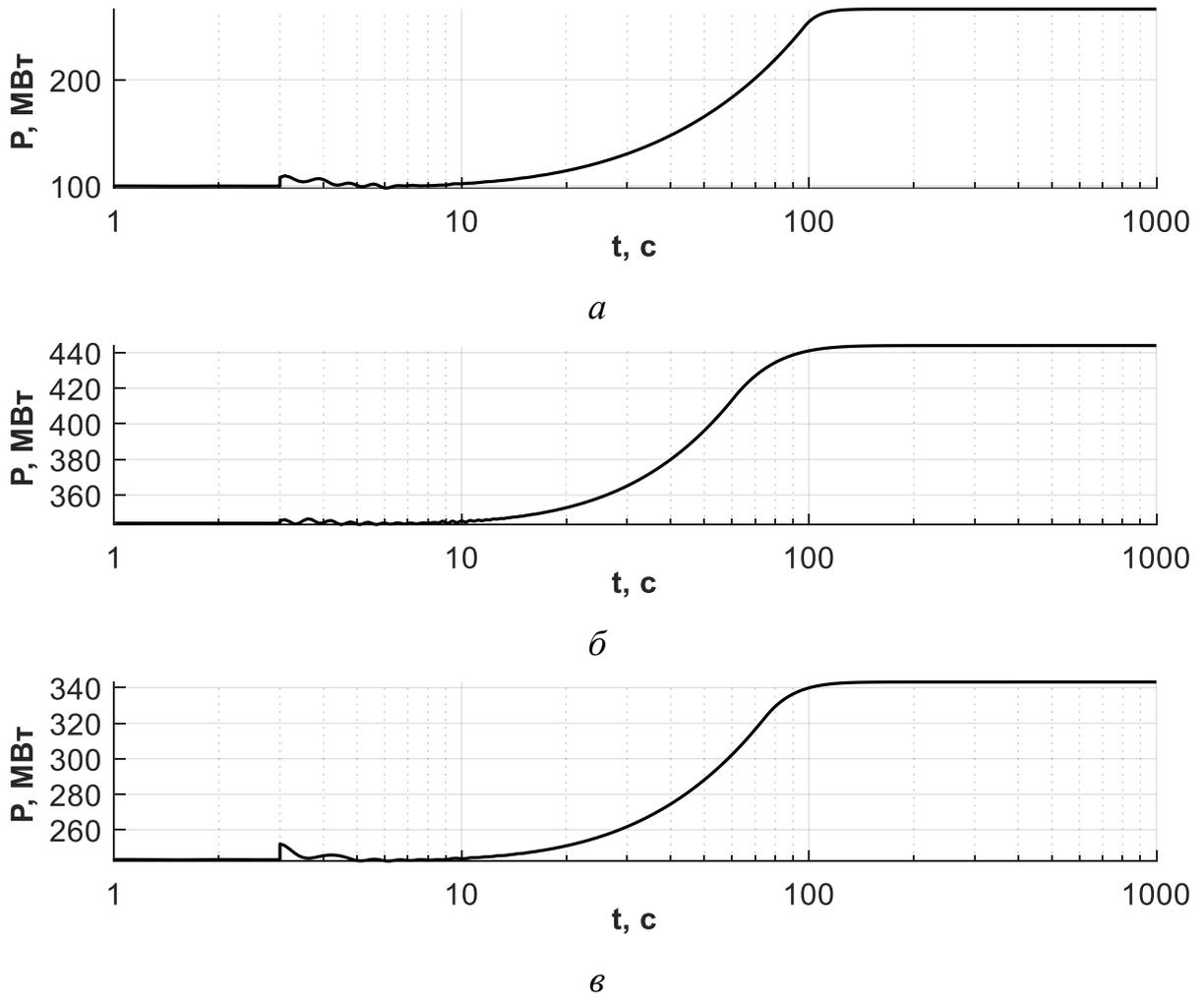


Рисунок 19 – Графік зміни потужностей гідроелектростанцій: а – ГЕС-1; б – ГЕС-2; в – ГЕС-3.

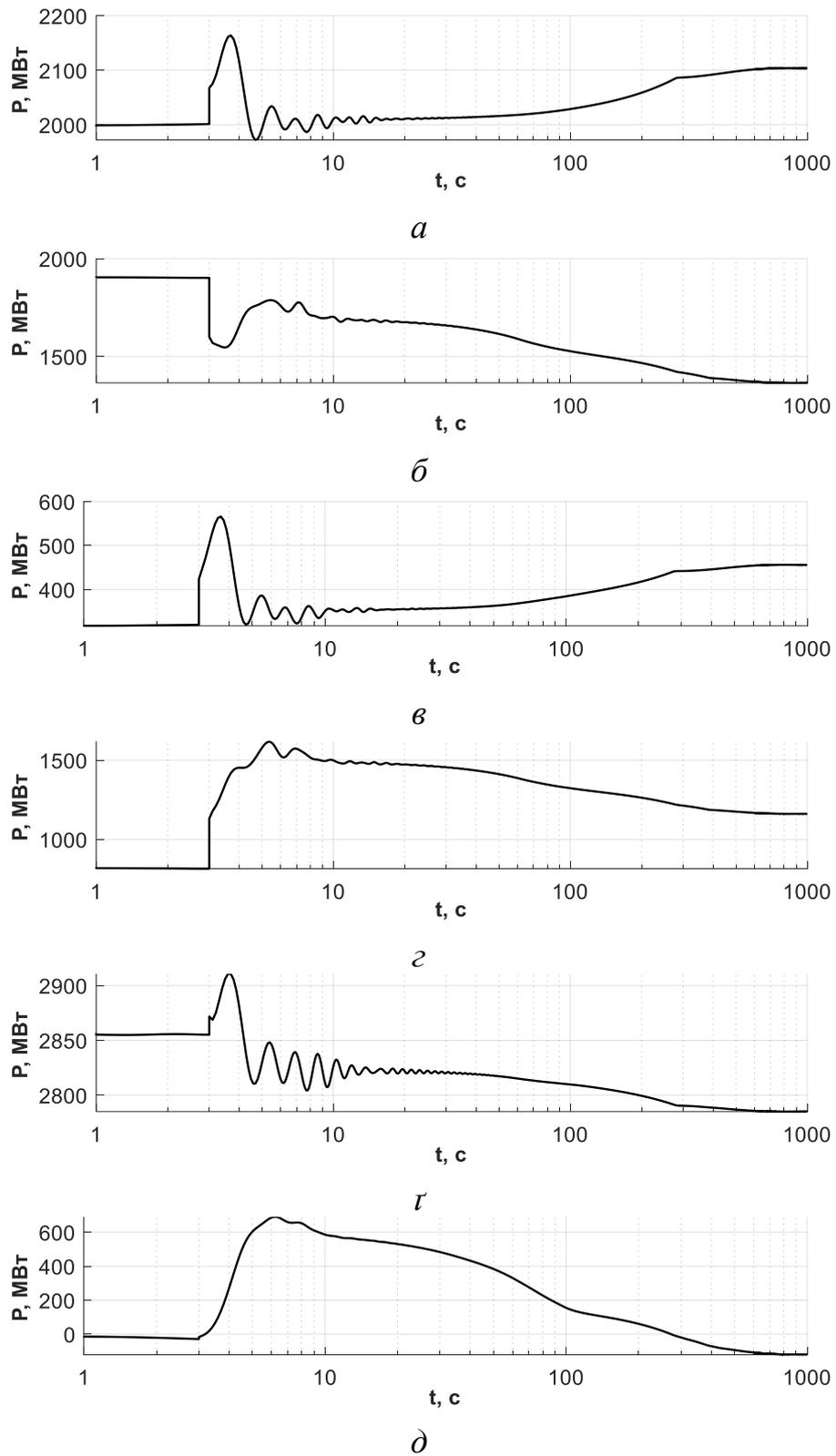


Рисунок 20 – Графік зміни перетоків потужностей контрольованих перетинів: *a* – Перетин-1; *б* – Перетин-2; *в* – Перетин-3; *г* – Перетин-4; *д* – Перетин-5; *е* – Перетин-6.

ДОДАТОК Г ДОВІДКИ ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЙНОГО ДОСЛІДЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з наукової роботи
Національного технічного університету
України
«Київський політехнічний інститут імені
Ігоря Сікорського»

д.т.н., проф. С.П. Стіренко
«26» серпня 2023 р.



Довідка

про впровадження результатів дисертаційної роботи

Гулого Володимира Сергійовича

«МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВТОРИННОГО
РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ ІЗ
ЗАЛУЧЕННЯМ ЕНЕРГОБЛОКІВ ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ»

Окремі результати дисертаційної роботи Гулого Володимира Сергійовича «Методи та засоби підвищення ефективності вторинного регулювання частоти та потужності в енергосистемі із залученням енергоблоків теплових електричних станцій», поданої на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук з спеціальністю 05.14.02 – електричні станції, мережі і системи, були використані при виконанні держбюджетної науково-дослідної роботи «Методи та засоби оптимального керування гідроагрегатами ГЕС, енергоблоками ТЕС та ВДЕ при зміні частоти та перетоків потужності в Об'єднаній енергосистемі». Номер державної реєстрації (0117U004260).

Зокрема у роботі використовуються:

- Розробка і уточнення окремих елементів математичної моделі САРЧП у програмному комплексі PowerFactory;
- Розвиток підходу до регулювання частоти та потужності в ЕЕС на основі методу прогнозуючих моделей;
- Розробка регулятора САРЧП на основі методу прогнозуючих моделей;
- Дослідження ефективності вторинного регулювання частоти та потужності в ЕЕС з використанням запропонованого підходу.

Декан факультету факультету
електротехніки та автоматики
КПІ ім. Ігоря Сікорського, д.т.н., проф.

Будько В.І.

Керівник НДР
професор кафедри автоматизації
енергосистем,
д.т.н., проф.

Яндутьський О.С.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з наукової роботи
Національного технічного університету
України

«Київський політехнічний інститут імені
Ігоря Сікорського»

д.т.н., проф.

С.Г. Стіренко

«26» березня 2025 р.



Довідка

про впровадження результатів дисертаційної роботи

Гулого Володимира Сергійовича

«МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВТОРИННОГО
РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ ІЗ
ЗАЛУЧЕННЯМ ЕНЕРГОБЛОКІВ ТЕПЛОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ»

Окремі результати дисертаційної роботи Гулого Володимира Сергійовича «Методи та засоби підвищення ефективності вторинного регулювання частоти та потужності в енергосистемі із залученням енергоблоків теплових електричних станцій», поданої на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук з спеціальністю 05.14.02 – електричні станції, мережі і системи, були використані при виконанні держбюджетної науково-дослідної роботи «Наукові засади, підходи і методи зменшення впливу низькочастотних коливань потужності на режими роботи Об'єднаної енергетичної системи» (номер державної реєстрації 0114U002532)

Зокрема у роботі використовуються:

- дослідження, розробка і уточнення окремих елементів математичної моделі ОЕС України у програмному комплексі PowerFactory;
- моделювання усталених режимів роботи ОЕС України;
- моделювання режимів роботи ЕЕС при різних збуреннях згідно даних СМІР.

Декан факультету факультету
електротехніки та автоматики
КПІ ім. Ігоря Сікорського, д.т.н., проф.

Будько В.І.

Керівник НДР
професор кафедри автоматизації
енергосистем,
д.т.н., проф.

Яндульський О.С.

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Декан факультету електроенерготехніки та
автоматики
Національного технічного університету
України
«Київський політехнічний інститут імені
Ігоря Сікорського»
проф., д.т.н. Яндульський О.С.
«*Квітень*» 2023 р.

АКТ ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ

Об'єкт впровадження: науково-методичні розробки щодо підвищення ефективності вторинного регулювання частоти та потужності в енергосистемі.

Автор розробки: Гулий В.С., асистент кафедри автоматизації енергосистем КПІ ім. Ігоря Сікорського.

Джерела інформації:

1. О. С. Яндульський, А. А. Марченко, В. С. Гулий. Моделювання системи управління вітротурбіною та оптимізація параметрів регулятора. *Наукові праці ВНТУ*. 2014. №1. С. 1–4.
2. О. С. Яндульський, А. А. Марченко, В. С. Гулий. Дослідження режимів роботи енергосистеми зі значною часткою вітрових електричних станцій. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2016. № 2. С. 122–127.
3. О. С. Яндульський, А. А. Марченко, В. С. Гулий. Оптимізація параметрів системного стабілізатора для ефективного демпфування низькочастотних коливань в енергосистемі. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2017. №6. С. 100–104.
4. О. С. Яндульський, В. С. Гулий. Особливості участі блоків ТЕС у вторинному регулюванні частоти в ОЕС України. *Наукові праці ВНТУ*. 2017. № 4. С. 1–4.
5. О. С. Яндульський, А. А. Марченко, В. С. Гулий. Дослідження ефективності вторинного регулювання частоти та потужності із залученням енергоблоків різних типів. *Перспективні технології та прилади*. Луцьк. 2018. №13. С. 176–181.

Результати впровадження: науково-методичні розробки щодо підвищення ефективності вторинного регулювання частоти та потужності в енергосистемі впроваджено в учбовий процес у Національному технічному університеті України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» при викладанні дисциплін: «Теорія автоматичного керування», «Автоматичне управління в енергосистемах» та при виконанні кваліфікаційних та науково-дослідних робіт магістрантів кафедри автоматизації енергосистем факультету електроенерготехніки та автоматики.

Відповідальні за впровадження:

В.о. завідувача кафедри

автоматизації енергосистем, к.т.н., доц.



А.А. Марченко

Асистент кафедри

Автоматизації енергосистем



В.С. Гулий

ДОДАТОК І СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ ТА ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ

Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

1. Yandulskiy, O., Hulyi, V., Nesterko, A., Kovalenko, M., Tymokhin, O. Improving the efficiency of secondary load frequency control in a power system considering internal tie-line power exchanges. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 4(8) №136. P. 6–15. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2025.336113>. **(фахове видання категорії «А», включене до бази даних, Scopus).**
2. Yandulskiy O., Tymokhin O., Tymokhina A., Hulyi, V. Active balancing of lithium batteries via redistribution of excess energy across all cells. *Vidnovluyana Energetika*, (3) 82. P. 48-54. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.3\(82\)](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.3(82)). **(фахове видання категорії «А», включене до бази даних, Scopus).**
3. O. S. Yandulskyi, V. S. Hulyi, A. A. Marchenko, R. M. Tatus. Application of blockchain technology for management of networks with distributed generation. *Sciences of Europe*. Praha. 2025. №169. P. 68–72. DOI: 10.5281/zenodo.16615580. **(наукове видання інших держав, які входять до ОЕСР та/або Європейського Союзу).**
4. О. С. Яндульський, А. А. Марченко, В. С. Гулий. Дослідження ефективності вторинного регулювання частоти та потужності із залученням енергоблоків різних типів. *Перспективні технології та прилади*. Луцьк. 2018. №13. С. 176–181. **(фахове видання категорії «Б»).**
5. О. С. Яндульський, В. С. Гулий. Особливості участі блоків ТЕС у вторинному регулюванні частоти в ОЕС України. *Наукові праці Вінницького національного технічного університету*. 2017. № 4. С. 1–4. **(фахове видання категорії «Б»).**

6. О. С. Яндульський, А. А. Марченко, В. С. Гулий. Оптимізація параметрів системного стабілізатора для ефективного демпфування низькочастотних коливань в енергосистемі. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2017. №6. С. 100–104. **(фахове видання категорії «Б»)**.
7. О. С. Яндульський, А. А. Марченко, В. С. Гулий. Дослідження режимів роботи енергосистеми зі значною часткою вітрових електричних станцій. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2016. № 2. С. 122–127. **(фахове видання категорії «Б»)**.
8. О. С. Яндульський, А. А. Марченко, В. С. Гулий. Моделювання системи управління вітротурбіною та оптимізація параметрів регулятора. *Наукові праці Вінницького національного технічного університету*. 2014. №1. С. 1–4. **(фахове видання категорії «Б»)**.
9. O. Yandulskyi, A. Marchenko and V. Hulyi, "Analysis of Efficiency Of Primary Load-Frequency Control of Integrated Power System of Ukraine," 2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS), Kharkiv, Ukraine, 2018, pp. 244-247. (Включено до міжнародної наукометричної бази даних *Scopus*).
10. Яндульський О. С., Гулий В. С., Марченко А. А., Тимохін О. В., Нестерко А. Б. Дослідження динамічних режимів роботи ТЕС при регулюванні частоти та активної потужності в енергосистемі. Оптимальне керування електроустановками: матеріали VI міжнародної науково-технічної конференції, м. Вінниця, 22-23 жовт. 2025р. Вінниця, 2025. С. 41–42.
11. Яндульський О. С., Марченко А. А., Гулий В. С., Татусь Р. М. Впровадження елементів технології блокчейн в мережах з розподіленою генерацією. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті* : матеріали XXVI ювілейної міжнародної науково-практичної конференції , м. Київ, 21-23 трав. 2025 р. Київ, 2025. С. 90–91.

12. Бриль Є. М., Гулий В. С. Використання газотурбінних електростанцій для покриття небалансу в ОЕС України. *Сучасні проблеми електроенергетики та автоматики* : міжнародна науково-технічна конференція молодих учених, аспірантів і студентів. Київ. 2024. С. 58–59.
13. Марченко А. А., Гулий В. С., Лютер А. О. Засоби підвищення стійкості систем електропостачання з відновлюваними джерелами енергії. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті* : матеріали XXV ювілейної міжнародної науково-практичної конференції, м. Київ, 22-24 трав. 2024 р. Київ, 2024. С. 188–190.
14. Гулий В. С., Татусь Р. М. Використання «Blockchain» технології при оптимізації роботи електроенергетичних систем. *Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики* : міжнародна науково-технічна конференція молодих учених, аспірантів і студентів. Київ. 2023. С. 3–6.
15. Яндутьський О. С., Тимохіна А. О., Гулий В. С. Визначення місця виникнення аварії в об'єднаній енергосистемі на основі моніторингу за швидкістю зміни кута напруги. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті* : матеріали XXI міжнародної науково-практичної конференції, м. Київ, 14-15 трав. 2020 р. Київ, 2020. С. 117–121.
16. Яндутьський О. С., Гулий В. С., Тимохіна А. О. Дослідження режимів роботи ТЕС при регулюванні частоти та активної потужності в енергосистемі. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті* : матеріали XX міжнародної науково-практичної конференції, м. Київ, 15–16 трав. 2019 р. Київ, 2019. С. 127–131.
17. Яндутьський О. С., Нестерко А. Б., Труніна Г. О., Гулий В. С. Оптимальне регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті* : матеріали XXI міжнародної науково-практичної конференції, м. Київ, 26-28 трав. 2018 р. Київ, 2018. С. 117–121.

18. Яндульський О. С., Марченко А. А., Гулий В. С. Дослідження ефективності вторинного регулювання частоти та потужності із залученням енергоблоків різних типів. *Підвищення ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах* : VII міжнародна науково-технічна конференція, м. Луцьк, 22-23 черв. 2018 р. Луцьк, 2018.

19. Яндульський О.С., Гулий В.С. Особливості участі блоків ТЕС у вторинному регулюванні частоти в ОЕС України. *Оптимальне керування електроустановками* : IV міжнародна науково-технічна конференція, м. Вінниця, 11-13 жовт. 2017р. Вінниця, 2017.

20. Яндульський О.С., Марченко А.А., Гулий В.С. Оптимізація параметрів системного стабілізатора для ефективного демпфування низькочастотних коливань в енергосистемі. *Оптимальне керування електроустановками* : IV міжнародна науково-технічна конференція, м. Вінниця, 11-13 жовт. 2017р. Вінниця, 2017.

21. Яндульський О.С., Марченко А.А., Гулий В.С. Дослідження режимів роботи енергосистеми зі значною часткою вітрових електричних станцій. *Оптимальне керування електроустановками* : III міжнародна науково-технічна конференція, м. Вінниця, 14-15 жовт. 2015р. Вінниця, 2015.

22. Марченко А.А., Гулий В.С. Вплив вітроелектричної станції з асинхронним генератором на якість електроенергії при її паралельній роботі з електричною мережею. *Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики* : міжнародна науково-технічна конференція молодих учених, аспірантів і студентів. Київ. 2014. С. 34–37.

23. Марченко А. А., Гулий В. С. Моделювання роботи вітротурбіни з електричною мережею в середовищі PowerFactory. *Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики* : міжнародна науково-технічна конференція молодих учених, аспірантів і студентів. Київ. 2013. С. 47–50.

24. Марченко А.А., Гулий В.С. Імітаційне моделювання системи управління вітротурбіною. *Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики* : міжнародна науково-технічна конференція молодих учених, аспірантів і студентів. Київ. 2012. С. 47–50.