

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ПРИДВОРОВ СЕРГІЙ СЕРГІЙОВИЧ

УДК 681.5:621.311

ДИСЕРТАЦІЯ

**УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ
АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ КЕРУВАННЯ
ГІДРОЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ**

Спеціальність G6 Інформаційно-вимірювальні технології
(Галузь знань G Інженерія, виробництво та будівництво)

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

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

_____ Придворов С.С.

Науковий керівник: Мезеря Андрій Юрійович, кандидат технічних наук,
доцент

Харків – 2026

АНОТАЦІЯ

Придворов С. С.. Удосконалення методів підвищення якості автоматизованих систем керування гідроелектростанціями малої потужності – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії з галузі знань 6 Інженерія, виробництво та будівництво за спеціальністю 66 Інформаційно-вимірвальні технології. – Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна Міністерства освіти і науки України, Харків, 2026.

Дисертаційна робота виконувалася впродовж 2022-2025 рр. на кафедрі автоматизації, метрології та енергоефективних технологій Української інженерно-педагогічної академії в рамках держбюджетної науково-дослідної роботи ФН-21-05 «Розробка алгоритмів та структур енергозберігаючих автоматизованих систем керування нагнітальними установками нафто- та газоперекачувальних станцій».

У дисертаційній роботі розглянуто науково-практичну задачу підвищення показників якості роботи гідроелектростанцій малої потужності шляхом удосконалення методів математичного моделювання, синтезу та оптимізації їх автоматизованих систем керування. Актуальність дослідження зумовлена зростанням ролі малої гідроенергетики в забезпеченні енергетичної безпеки та децентралізації генерації, особливо в умовах нестабільності енергосистеми, руйнування традиційних джерел генерації та необхідності підвищення енергоефективності та автономності локальних енергетичних об'єктів.

Показано, що для більшості існуючих міні- та мікроГЕС системи керування проектувалися на основі спрощених підходів, орієнтованих здебільшого на забезпечення стійкості й допустимих перехідних процесів без комплексного урахування енергетичних втрат, якості електроенергії, надійності та автономності. Внаслідок цього значний потенціал підвищення

ефективності роботи ГЕС малої потужності лишається нереалізованим: зростають втрати енергії в перехідних режимах, збільшується кількість ручних втручань, погіршуються умови роботи обладнання та показники якості електроенергії для споживачів.

Мета дослідження. Полягає у підвищенні комплексного показника якості роботи гідроелектростанцій малої потужності шляхом удосконалення методів математичного моделювання, синтезу та оптимізації автоматизованих систем керування за енергетичними, динамічними, електротехнічними та експлуатаційними критеріями.

Об'єкт дослідження: процеси підвищення показників якості роботи гідроелектростанцій малої потужності в нормальних режимах експлуатації.

Предмет дослідження: математичні моделі, методи та алгоритми підвищення показників якості автоматизованих систем керування гідроелектростанціями малої потужності, а також комплексні критерії оцінювання якості їх роботи.

Методи дослідження. Методи, які використовуються в дослідженні: методи теорії кваліметрії, стандартизації, системного аналізу та теорії автоматичного керування; методи математичного моделювання гідравлічних, механічних та електромагнітних процесів; лінеаризації нелінійних рівнянь у околі робочих режимів; методи аналізу динамічних систем; інтегральні критерії якості; методи чисельної оптимізації параметрів регуляторів (градієнтні та пошукові алгоритми); комп'ютерне моделювання.

Наукова новизна одержаних результатів.

Основні наукові результати досліджень складають:

1. Вперше сформовано та обґрунтовано комплексний показник якості міні-ГЕС, який включає енергетичну, динамічну, електротехнічну, надійнісну, екологічну складову та показник автономності, що дозволяє кількісно оцінювати якість роботи гідроелектростанції у різних режимах;

2. Вперше запропоновано узагальнену математичну модель втрат енергії

через неідеальне керування малою ГЕС, яка явно враховує відхилення потужності, напору, витрати та параметрів системи керування від оптимальних значень та їх вплив на показники якості;

3. Набули подальшого розвитку методи синтезу систем керування малими ГЕС на основі лінеаризованих моделей у матричній формі та інтегральних критеріїв якості, що дає змогу обґрунтовано вибирати оптимальні параметри регуляторів;

4. Набули подальшого розвитку методи визначення вагових коефіцієнтів комплексного показника якості, що дає змогу більш адекватно відобразити пріоритети експлуатуючої організації (енергоефективність, якість електроенергії, автономність тощо).

У вступі обґрунтовано актуальність теми в умовах сучасного стану енергосистеми України, зростання частки відновлюваних джерел енергії та необхідності підвищення енергоефективності, надійності й автономності локальних джерел генерації. Показано, що малі ГЕС відіграють важливу роль у децентралізації генерації, забезпеченні живлення віддалених споживачів, критичної інфраструктури та мікромереж, однак існуючі системи керування часто не забезпечують належного рівня комплексної якості їх роботи. Сформульовано об'єкт дослідження – процеси функціонування ГЕС малої потужності в умовах автоматизованого керування, та предмет дослідження – математичні моделі, методи й алгоритми підвищення показників якості автоматизованих систем керування ГЕС малої потужності, а також комплексні критерії оцінювання ефективності їх роботи.

Визначено мету роботи, сформульовано основні задачі дослідження, що охоплюють аналіз стану малої гідроенергетики, побудову математичних моделей, моделювання втрат енергії, розробку інтегральних і комплексних критеріїв якості, синтез систем керування та їх оптимізацію, а також формування практичних рекомендацій. Наведено перелік використаних методів дослідження, до яких віднесено методи теорії автоматичного

керування, системного аналізу, математичного моделювання гідравлічних, механічних та електромагнітних процесів, інтегральні критерії якості і чисельні методи оптимізації параметрів регуляторів. Сформульовано основні елементи наукової новизни, пов'язані з введенням комплексного показника якості та узагальненої моделі втрат енергії через неідеальне керування, а також окреслено практичну цінність отриманих результатів для проєктування і модернізації систем керування міні-ГЕС.

У *першому розділі* виконано аналіз стану малої гідроенергетики та показників якості роботи малих ГЕС. Розглянуто концепцію розвитку малої гідроенергетики в Україні та світі, визначено основні тенденції, переваги та обмеження використання малих ГЕС у сучасних енергосистемах. Наведено класифікацію малих гідроелектростанцій за потужністю, схемами приєднання до мережі та режимами роботи (автономні, паралельні з енергосистемою, робота в складі мікромереж). Проаналізовано характеристики роботи малих ГЕС, включаючи гідравлічні, енергетичні та експлуатаційні параметри, і показано, які фактори найбільше впливають на їхню ефективність і стабільність. Особливу увагу приділено аналізу структури показників якості малих ГЕС: систематизовано енергетичні показники (ККД, втрати, виробіток), динамічні показники (перехідні процеси потужності та напруги), показники якості електроенергії, надійності, екологічні показники та показник автономності.

Виконано аналіз існуючих систем керування малими ГЕС, наведено типові структурні схеми, виявлено обмеження традиційних алгоритмів регулювання потужності та напруги, зокрема відсутність комплексного урахування енергетичних і динамічних критеріїв.

Проаналізовано нормативну базу щодо забезпечення високих показників якості роботи ГЕС малої потужності та якості електроенергії, виявлено недостатню адаптованість чинних стандартів до специфіки малих станцій.

На основі проведеного аналізу сформульовано ключові протиріччя між вимогами до високої якості роботи міні-ГЕС і існуючим рівнем їх автоматизованого керування, що обґрунтовують необхідність удосконалення методів синтезу та оптимізації систем керування.

У *другому розділі* розроблено математичні моделі малих ГЕС і моделі їхніх показників якості. Побудовано повну математичну модель малої ГЕС, що описує гідравлічні процеси в напірних трактах, динаміку гідротурбіни, механічну взаємодію турбіни та генератора, а також електромагнітні процеси в синхронному генераторі. На основі повної моделі синтезовано спрощену математичну модель, орієнтовану на аналіз і синтез систем керування, у якій виділено домінуючі динамічні ланки й сформовано рівняння в зручному для лінеаризації вигляді.

Виконано математичне моделювання втрат енергії в малих ГЕС: сформовано моделі гідравлічних втрат у напірних трактах, втрат у турбіні, механічних втрат у агрегаті та електричних втрат у генераторі. Далі запропоновано загальну математичну модель втрат енергії через неідеальне керування, де втрати виражені через відхилення потужності, напруги, частоти, напору та витрати від оптимальних режимів. Цю модель деталізовано з урахуванням конкретних відхилень основних змінних, що дозволило кількісно оцінювати вплив параметрів системи керування на сумарні втрати енергії.

Розроблено математичні моделі критеріїв та показників якості малих ГЕС, зокрема інтегральні показники ISE, ІТА, ІТАЕ для перехідних процесів, а також узагальнені показники якості електроенергії, надійності, екологічності й автономності. На основі цих моделей сформовано основу для подальшого визначення комплексного показника якості роботи міні-ГЕС.

У *третьому розділі* виконано синтез систем керування ГЕС малої потужності, які забезпечують підвищення показників якості, зокрема – енергоефективності. Для конкретної міні-ГЕС потужністю 100 кВт побудовано лінеаризовану модель у матричній формі, яка описує динаміку

основних станів в околі робочої точки, та на її основі визначено передатні функції каналів регулювання потужності та напруги, а також вимірювальних і виконавчих ланок. Це дозволило застосувати класичні та сучасні методи синтезу регуляторів.

Розроблено дві групи систем керування: системи, оптимізовані за критерієм максимуму комплексного показника якості гідроелектричної станції, та системи, оптимізовані за критерієм максимальної енергоефективності. Для кожного варіанта сформульовано критерії оптимізації, обрано методи чисельного налаштування параметрів ПД-регуляторів і проведено моделювання перехідних процесів. Показано, що оптимізація лише за енергоефективністю забезпечує мінімізацію втрат енергії, але не завжди гарантує необхідну швидкодію та якість електроенергії. Натомість синтез систем керування за критерієм максимуму комплексного показника якості дозволяє збалансувати вимоги до енергетичних, динамічних і експлуатаційних характеристик міні-ГЕС.

У четвертому розділі наведено результати аналізу експериментальних (імітаційних) досліджень щодо підвищення показників якості ГЕС малої потужності. Проаналізовано перехідні характеристики потужності міні-ГЕС за різними алгоритмами керування, зокрема для неоптимальних налаштувань, налаштувань, оптимізованих за енергоефективністю, та налаштувань, оптимізованих за комплексним показником якості. Окремо розглянуто перехідні процеси напруги генератора й оцінено їх відповідність вимогам до якості електроенергії. Розраховано інтегральні показники якості перехідних процесів та комплексний показник якості міні-ГЕС для кожного варіанта регулювання, що дозволило виконати кількісне порівняння ефективності систем керування. Доведено, що використання комплексного критерію при налаштуванні регуляторів забезпечує істотне зменшення інтегральних показників і значне зростання узагальненого показника якості порівняно з неоптимальним і суто енергетично орієнтованим варіантами.

Розглянуто вплив вибору типу генератора та параметрів електрообладнання на економічні показники якості роботи міні-ГЕС. Сформульовано практичні рекомендації щодо оптимізації систем керування за критерієм максимуму комплексного показника якості та надано рекомендації щодо визначення вагових коефіцієнтів окремих складових комплексного показника з урахуванням експлуатаційних умов і вимог замовника.

Розроблено проєкт технічних умов «Забезпечення високих показників якості роботи ГЕС малої потужності при їх автоматизованому керуванні».

Результати досліджень можуть бути впровадженні в автоматизованих системах керування при проєктуванні та модернізації гідроелектростанцій малої потужності.

Отримані в роботі нові наукові результати використовуються в навчальному процесі Харківського національного університету імені В.Н.Каразіна, Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія» у вигляді нових додаткових розділів у курсах лекцій з дисциплін: «Сучасні методи та алгоритми систем автоматичного керування», «Автоматизовані системи управління технологічними процесами і об'єктами».

Матеріали дисертації достатньо повно викладені у 12 наукових працях, у тому числі у 4 статтях у наукових фахових виданнях, апробовані на науково-технічних конференціях (опубліковано 8 тез доповідей в збірниках конференцій).

Ключові слова: показники якості, методи оцінювання якості, кваліметричні методи, комплексний показник якості, гідроелектростанції, поновлювальні джерела енергії, енергоефективність, енергозбереження, техніко-економічні показники, автоматизовані системи керування, оптимізація, нормативне забезпечення.

ABSTRACT

Prydvorov S. S. Improvement of Methods for Enhancing the Quality of Automated Control Systems of Low-Power Hydroelectric Power Plants – Qualifying scientific work in the form of a manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in the field of study G Electronics, Automation and Electronic Communications, specialty G6 Information and Measurement Technologies. V.N. Karazin Kharkiv National University of Ministry of Education and Science of Ukraine, Kharkiv, 2026.

The dissertation was carried out in 2022–2025 at the Department of Automation, Metrology and Energy-Efficient Technologies of the Ukrainian Engineering and Pedagogical Academy within the framework of the state-funded research project FN-21-05 “Development of Algorithms and Structures of Energy-Saving Automated Control Systems for Compressor Units of Oil and Gas Pumping Stations”.

The dissertation addresses the scientific and practical problem of improving the quality indicators of low-power hydroelectric power plants (HPPs) by enhancing methods of mathematical modelling, synthesis and optimization of their automated control systems. The relevance of the research is determined by the increasing role of small hydropower in ensuring energy security and decentralization of generation, especially under conditions of power system instability, destruction of traditional generation sources, and the need to improve the energy efficiency and autonomy of local energy facilities.

It is shown that, for most existing mini- and micro-HPPs, control systems were designed on the basis of simplified approaches focused mainly on ensuring stability and permissible transient processes without comprehensive consideration of energy losses, power quality, reliability and autonomy. As a result, a significant potential for improving the efficiency of low-power HPPs remains unrealized: energy losses in transient modes increase, the number of manual interventions grows, and the

operating conditions of equipment and power quality for consumers deteriorate.

The aim of the research is to improve the complex quality indicator of low-power hydroelectric power plants by enhancing methods of mathematical modelling, synthesis and optimization of automated control systems according to energy, dynamic, electrotechnical and operational criteria.

The object of the research is the processes of improving quality indicators of low-power hydroelectric power plants in normal operating conditions.

The subject of the research comprises mathematical models, methods and algorithms for improving the quality indicators of automated control systems of low-power HPPs, as well as complex criteria for assessing the quality of their operation.

The research methods used in the work include: Methods used in the study include: qualimetry theory, standardization, systems analysis, and automatic control theory; mathematical modeling of hydraulic, mechanical, and electromagnetic processes; linearization of nonlinear equations in the vicinity of operating regimes; methods for analysis of dynamic systems; integral performance (quality) criteria; numerical optimization methods for controller parameters (gradient-based and search algorithms); and computer simulation.

Scientific novelty of the obtained results.

The main scientific results of the research are as follows:

1. For the first time, a comprehensive quality index for mini hydropower plants has been developed and substantiated. It includes energy, dynamic, electrical, reliability, and environmental components, as well as an autonomy indicator, enabling a quantitative assessment of hydropower plant performance under various operating modes.

2. For the first time, a generalized mathematical model of energy losses due to non-ideal control of a small hydropower plant has been proposed. The model explicitly accounts for deviations of power output, head, discharge, and control-system parameters from their optimal values and quantifies their impact on quality indicators.

3. The methods for synthesizing control systems for small hydropower plants have been further developed based on linearized models in matrix form and integral performance criteria, which enables a justified selection of optimal controller parameters.

4. The methods for determining weighting coefficients of the comprehensive quality index have been further developed, providing a more adequate representation of the operating organization's priorities (energy efficiency, power quality, autonomy, etc.).

In the *Introduction*, the relevance of the topic is substantiated in the context of the current state of Ukraine's power system, the increasing share of renewable energy sources, and the need to improve the energy efficiency, reliability and autonomy of local generation sources. It is shown that small HPPs play an important role in the decentralization of generation, supplying remote consumers, critical infrastructure and microgrids, while existing control systems often fail to provide the required level of comprehensive quality. The object and subject of the research are formulated, as well as the purpose of the work and the main tasks of the study, which include analysis of the state of small hydropower, development of mathematical models, modelling of energy losses, development of integral and complex quality criteria, synthesis of control systems and their optimization, and formulation of practical recommendations.

The list of research methods is given, including methods of control theory, systems analysis, mathematical modelling of hydraulic, mechanical and electromagnetic processes, integral quality criteria and numerical optimization of controller parameters. The main elements of scientific novelty, associated with the introduction of a complex quality indicator and a generalized model of energy losses due to non-ideal control, are formulated, and the practical value of the results obtained for the design and modernization of mini-HPP control systems is outlined.

In *Chapter 1*, the state of small hydropower and the quality indicators of small HPPs are analysed. The concept of small hydropower development in Ukraine and

worldwide is considered, and the main trends, advantages and limitations of small HPPs in modern power systems are identified. A classification of small hydroelectric plants by capacity, connection schemes and operating modes (autonomous, parallel with the power system, operation within microgrids) is provided.

The operating characteristics of small HPPs, including hydraulic, energy and operational parameters, are analysed, and the factors that most significantly affect their efficiency and stability are identified. Special attention is paid to examining the structure of quality indicators for small HPPs: energy indicators (efficiency, losses, generation), dynamic indicators (transient processes in power and voltage), power quality indicators, reliability, environmental indicators and autonomy.

Existing control systems for small HPPs are analysed, typical structural schemes are presented, and the limitations of traditional algorithms for power and voltage regulation are revealed, especially the lack of comprehensive consideration of both energy and dynamic criteria. The regulatory framework governing high-quality performance of low-power HPPs and power quality is analysed, and the insufficient adaptation of current standards to the specifics of small plants is revealed.

On this basis, key contradictions between the requirements for high-quality operation of mini-HPPs and the actual level of their automated control are formulated, justifying the need to improve methods for synthesis and optimization of control systems.

In *Chapter 2*, mathematical models of small HPPs and models of their quality indicators are developed. A complete mathematical model of a low-power HPP is constructed, describing the hydraulic processes in pressure conduits, the dynamics of the hydraulic turbine, the mechanical interaction of the turbine and the generator, and the electromagnetic processes in the synchronous generator. Based on the complete model, a simplified mathematical model is synthesized, intended for analysis and control system synthesis, in which the dominant dynamic links are identified and the equations are written in a form suitable for linearization.

Mathematical modelling of energy losses in small HPPs is performed: models of hydraulic losses in pressure pipelines, turbine losses, mechanical losses in the unit and electrical losses in the generator are developed. A general mathematical model of energy losses due to non-ideal control is then proposed, in which losses are expressed through deviations of power, voltage, frequency, head and flow rate from optimal regimes. This model is refined considering specific deviations of the main variables, which makes it possible to quantitatively assess the influence of control system parameters on total energy losses.

Mathematical models of criteria and quality indicators of small HPPs are developed, in particular, integral for transient processes, as well as generalized indicators of power quality, reliability, environmental performance and autonomy. These models form the basis for further determination of a complex quality indicator for mini-HPPs.

In *Chapter 3*, control systems for small-capacity hydropower plants were synthesized to improve quality indicators, in particular energy efficiency. For a specific mini-HPP with a capacity of 100 kW, a linearized model in matrix form is built, describing the dynamics of the main states near the operating point, and, on its basis, transfer functions of power and voltage control channels as well as measurement and actuator links are obtained. This enables the application of classical and modern controller design methods.

Two groups of control systems are developed: systems optimized by the criterion of maximum complex quality indicator of the hydro plant, and systems optimized by the criterion of maximum energy efficiency. For each variant, optimization criteria are formulated, numerical methods for tuning PID controller parameters are selected, and transient processes are simulated. It is shown that optimization solely for energy efficiency ensures minimization of energy losses but does not always guarantee the required speed of response and power quality. In contrast, synthesis of control systems based on the complex quality criterion allows a balance of energy, dynamic and operational characteristics of mini-HPPs to be

achieved.

In *Chapter 4*, the results of experimental (simulation-based) studies aimed at improving quality indicators of low-power HPPs are presented. Transient characteristics of power of a mini-HPP under different control algorithms are analysed, including non-optimized settings, settings optimized for energy efficiency, and settings optimized for the complex quality indicator. Transient processes of generator voltage are examined separately, and compliance with power-quality requirements is assessed. Integral quality indicators of transients and the complex quality indicator for the mini-HPP are calculated for each control variant, enabling a quantitative comparison of control system effectiveness. It is shown that the use of a complex criterion in controller tuning provides a significant reduction of integral indicators and a substantial increase in the overall quality indicator compared with the non-optimized and purely energy-oriented variants.

The influence of the generator type and electrical equipment parameters on the economic quality indicators of mini-HPP operation is considered. Practical recommendations are formulated regarding optimization of control systems according to the criterion of maximum complex quality indicator and determination of weighting coefficients of its components considering operating conditions and customer requirements.

A draft of technical specifications “Ensuring High Quality Indicators of Low-Power HPP Operation under Automated Control” is developed.

The research results can be implemented in automated control systems when designing and modernizing low-power hydroelectric power plants.

The new scientific results obtained in the work are used in the educational process of V. N. Karazin Kharkiv National University, Educational and Scientific Institute “Ukrainian Engineering and Pedagogical Academy”, in the form of new additional sections in lecture courses such as “Modern Methods and Algorithms of Automatic Control Systems” and “Automated Control Systems of Technological Processes and Objects”.

The dissertation results are presented in sufficient detail in 12 scientific publications, including 4 articles in peer-reviewed professional journals, and have been validated at scientific and technical conferences (8 conference abstracts published in conference proceedings).

Keywords: quality indicators; quality assessment methods; qualimetric methods; comprehensive quality index; hydropower plants; renewable energy sources; energy efficiency; energy saving; techno-economic indicators; automated control systems; optimization; regulatory support.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Статті у наукових виданнях, включених до переліку наукових фахових видань України

1. Мезеря А.Ю., Придворов С.С. Аналіз якісних показників використання різних типів генераторів на міні ГЕС. *Машинобудування*. Харків: УПА. №31. 2023. С.61-70. DOI 10.32820/2079-1747-2023-31-61-70 <https://jmash.uipa.edu.ua/index.php/jMASH/article/view/306/231>

2. Придворов С.С., Близниченко Г.С. Підвищення якості систем керування енергетичним обладнанням шляхом удосконалення математичного моделювання. *Машинобудування*. Харків: УПА. №32. 2023. С.37-45. DOI <https://doi.org/10.32820/2079-1747-2023-32-37-45>
<https://jmash.uipa.edu.ua/index.php/jMASH/article/view/313/238>

3. Мезеря А.Ю., Придворов С.С. Дослідження показників якості спрощеної системи автоматичного регулювання мініГЕС. *Машинобудування*. Харків: УПА. №33. 2024. С.78-91. DOI <https://doi.org/10.32820/2079-1747-2023-33>.
<https://jmash.uipa.edu.ua/index.php/jMASH/article/view/325/250>

4. Мезеря А. Ю., Придворов С. С. Підвищення показників якості малих ГЕС шляхом оптимізації систем керування. *Збірник наукових праць «Машинобудування»*. Харків: УПА. №36. 2025. С.70-80. DOI

<https://doi.org/10.26565/2079-1747-2025-36-07>

<https://periodicals.karazin.ua/engineering/article/view/28016/24702>

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

1. **Придворов С.С.** Актуальність використання спрощеної системи автоматизації на малих ГЕС. *Збірник тез доповідей LV наукової студентської конференції Української інженерно-педагогічної академії* (м. Харків, 01-04 грудня 2020 р.). за заг. ред. О. В. Чернишенко; Укр. інж.-пед. акад. Харків. 2020. С.326 <https://science.uepa.karazin.ua/zbirnik-tez-dopovidej-lv-naukovo%D1%97-studentsko%D1%97-konferenci%D1%97-uipa/>

2. **Придворов С.С., Синявський В.С.** Синтез оптимальної цифрової системи автоматичного управління. *Збірник тез доповідей LVI Студентської науково-практичної конференції. Том 2. Секції: Автоматизації, метрології та енергоефективних технологій, фізики, електротехніки і електроенергетики, іншомовної підготовки, європейської інтеграції та міжнародного співробітництва.* Листопад 2021 р. Харків: УПА. С.17. <https://science.uepa.karazin.ua/wp-content/uploads/2021/12/collection-of-abstracts-2.pdf>

3. Крамаренко Ю.О., **Придворов С.С.** Мехатронні системи керування. *Збірник тез доповідей LVII студентської наукової конференції Української інженерно-педагогічної академії* (м. Харків, 07-11 листопада) Укр. інж.-пед. акад.; за заг. ред. Г.С. Грінченко.: у 3-х т. Т.1. Харків. 2022. С.27. <https://science.uepa.karazin.ua/zbirnik-tez-dopovidej-lvii-studentsko%D1%97-naukovo%D1%97-konferenci%D1%97-uipa/>

4. Gatilov Dmitro, **Pridvorov Sergii.** *Якість, стандартизація та метрологічне забезпечення.* [матеріали II міжнародної науково-практичної конференції, Харків. 14-15 березня 2023 року]. за заг. ред. д.т.н., проф. Р. М. Тріща, к.т.н., доц. Г. С. Грінченко. Українська інженерно-педагогічна академія. Харків: УПА. 2023. С.100. <https://science.uepa.karazin.ua/wp-content/uploads/2023/03/collection-of-abstracts-of-the-conference.pdf>

5. **Pridvorov Sergii.** Urgency of the use the simplified system to automations on small GES. *Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції «Якість, стандартизація та метрологічне забезпечення».* 25-26 січня 2022. С.32. <https://science.uepa.karazin.ua/wp-content/uploads/2022/02/conference-materials-1.pdf>

6. **Pridvorov S.S., Gatilov D.V.** Automation small hydraulic power plant (HPP) without servicing personnel. *Наука. Інновації. Якість.* [матеріали національного науковопрактичного форуму. Харків. 09-10 серпня 2022 року]. за заг. ред. к.т.н., доц. Г. С. Грінченко. Українська інженерно-педагогічна академія. Харків: УПА. 2022. С.42. https://ysc.in.ua/wp-content/uploads/2022/08/Zbirnyk_materialiv_forumu.pdf

7. Мезеря А., **Придворов С.** Підвищення якості гідроелектричних станцій малої потужності шляхом спрощення систем керування. *Нові та нетрадиційні технології в ресурсо- та енергозбереженні:* матеріали Міжнародної науково-технічної конференції (м. Одеса, 9–10 грудня 2025 р.). Одеський національний морський університет та ін. Одеса: Одеський національний морський університет. 2025. С.111. <http://rp.onmu.org.ua/handle/123456789/5310>

8. Mezerya A.Y., **Pridvorov S.S., Epik O.M., Ponomarenko A.S.** Analysis of the structure and quality indicators of the ukrainian energy system. *Матеріали III Міжнародної науково-практичної конференції «Якість, стандартизація та метрологічне забезпечення» (III МНПК «ЯСМЗ»).* (Харків, 28-29 січня 2025 р.). Харків: ХНУ ім.В.Н.Каразіна. 2025. С. 12. <https://zenodo.org/records/14933781>

ЗМІСТ

	стор.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	21
ВСТУП	22
РОЗДІЛ 1. Аналіз стану малої гідроенергетики та показників якості їх роботи	30
1.1. Концепція розвитку малої гідроенергетики в Україні та світі	38
1.2. Аналіз характеристик роботи малих ГЕС	48
1.3. Аналіз структури показників якості малих ГЕС	53
1.4. Аналіз систем керування малими ГЕС	58
1.5. Аналіз нормативної бази щодо забезпечення високих показників якості малих ГЕС	63
1.6. Висновки за розділом 1	67
РОЗДІЛ 2. Математичне моделювання малих ГЕС	70
2.1. Розробка повної математичної моделі малих ГЕС	70
2.2. Розробка спрощеної математичної моделі	74
2.3. Математичне моделювання втрат енергії в малих ГЕС	79
2.4. Математичне моделювання втрат енергії через неідеальне керування	83
2.4.1. Загальна математична модель втрат енергії через неідеальне керування	83
2.4.2. Математична модель втрат енергії через неідеальне керування з урахуванням відхилень	85
2.5. Математичне моделювання показників якості малих ГЕС	87
2.5.1. Моделювання критеріїв якості ГЕС малої потужності	87
2.5.2. Моделювання показників якості ГЕС малої потужності	96
2.5. Висновки за розділом 2	99

РОЗДІЛ 3. Синтез систем керування ГЕС малої потужності.....	101
3.1. Лінеаризована модель міні-ГЕС потужністю 100 кВт у матричній формі	102
3.2. Визначення передатних функцій.....	107
3.2.1. Визначення передатних функцій системи керування ГЕС малої потужності	107
3.2.2. Розрахунок передатних функцій ГЕС малої потужності	110
3.3. Синтез систем керування, оптимізованих за критерієм максимуму комплексного показника якості гідроелектричної станції.....	119
3.4. Синтез систем керування, оптимізованих за критерієм максимальної енергоефективності	122
3.5. Висновки за розділом 3	124
РОЗДІЛ 4. Аналіз експериментальних досліджень щодо підвищення показників якості ГЕС малої потужності.....	126
4.1. Аналіз перехідних характеристик потужності мініГЕС за різними алгоритмами керування.....	126
4.2. Аналіз перехідних характеристик напруги генератора за різними алгоритмами керування.....	130
4.3. Вплив параметрів регулювання на показники якості.....	134
4.3.1. Визначення інтегральних показників якості перехідних процесів	134
4.3.2. Визначення комплексного показника якості.....	136
4.4. Підвищення економічних показників якості ГЕС малої потужності шляхом раціонального вибору типу генератора	137
4.5. Практичні рекомендації щодо оптимізації систем керування за критерієм максимуму комплексного показника якості.....	143
4.6. Рекомендації щодо визначення вагових коефіцієнтів	148
4.7. Висновки за розділом 4	152

Висновки	154
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	156
ДОДАТКИ.....	172
ДОДАТОК А. Список публікацій здобувача за темою дисертації	172
ДОДАТОК Б. Проєкт технічних умов	175
ДОДАТОК В. Характеристики мікроГЕС.....	182
ДОДАТОК Г. Акти впровадження	187

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АСР	Автоматична система регулювання
АСУ	Автоматизована система управління
АВР	Автоматична система регулювання збудження генератора
САРЧ	Система автоматичного регулювання частоти
ПЛК	Програмований логічний контролер
ККД	Коефіцієнт корисної дії
ЕРС	Електрорушійна сила
ГЕС	Гідроелектростанція
ВДЕ	Відновлювальні джерела енергії
мГЕС	Мікро ГЕС
САК	Система автоматичного керування
ПІ	Пропорційно-інтегральний
ПД	Пропорційно-диференційний
ПІД	Пропорційно-інтегрально-диференційний
ТПЧ	Тиристорний перетворювач частоти
ПЧ	Частотний перетворювач

ВСТУП

Актуальність теми. Розвиток малої гідроенергетики є одним із ключових напрямів підвищення енергонезалежності та стійкості енергосистеми України. У сучасних умовах, коли значна частина традиційної генерації зазнала пошкоджень, зросла частка відновлюваних джерел енергії з несталим характером виробітку (сонячні та вітрові електростанції), малі гідроелектростанції (міні- та мікроГЕС) розглядаються як важливий інструмент децентралізованої, маневрової та відносно прогнозованої генерації. Вони здатні забезпечувати електропостачання віддалених населених пунктів, критичної інфраструктури, локальних промислових об'єктів та працювати як в автономному режимі, так і в складі загальної енергосистеми.

Попри очевидні переваги малої гідроенергетики, її технічна та експлуатаційна реалізація часто ґрунтується на застарілих підходах до проектування та налаштування систем автоматизованого керування. У багатьох випадках системи керування малими ГЕС побудовані за принципом забезпечення лише базових вимог: стійкості, грубого обмеження перехідних процесів і підтримання основних параметрів у допустимих межах. При цьому такі важливі аспекти, як мінімізація втрат енергії в перехідних режимах, забезпечення високої якості електроенергії (стабільність напруги та частоти), зниження динамічних навантажень на обладнання та підвищення автономності роботи, як правило, розглядаються фрагментарно або взагалі не формалізуються.

Додатковим ускладнювальним фактором є специфіка режимів роботи малих ГЕС. На відміну від великих гідроелектростанцій, міні-ГЕС часто працюють у режимах змінних або різко змінюваних навантажень, можуть від'єднуватися від магістральної мережі та переходити в автономний режим живлення обмеженої кількості споживачів. У таких умовах вимоги до якості систем керування суттєво зростають: перехідні процеси мають бути не лише стійкими, а й достатньо швидкими, енергоефективними та такими, що

забезпечують нормовані параметри електроенергії. Будь-які надмірні перерегулювання потужності, напруги чи частоти можуть призводити до спрацювання захистів, відключення навантаження, прискореного зносу вузлів агрегатів та зниження загальної надійності роботи станції.

У науково-технічній літературі існує значна кількість робіт, присвячених моделюванню гідроагрегатів, аналізу гідравлічних режимів і синтезу регуляторів швидкості та напруги для великих ГЕС. Проте для гідроелектростанцій малої потужності подібні підходи часто застосовуються без урахування їх специфіки: малого напору, обмежених водних ресурсів, простої гідротехнічної частини та спрощених схем підключення до мережі. Крім того, у більшості відомих методик відсутня єдина системна база для комплексної оцінки якості, яка б об'єднувала енергетичні, динамічні, електротехнічні, надійнісні, екологічні показники та показник автономності. У результаті прийняття рішень щодо структури та параметрів систем керування малими ГЕС часто спирається на інженерний досвід та локальні критерії, а не на формалізовані оптимізаційні задачі.

Особливо актуальним є питання втрат енергії через неідеальне керування. Навіть за відносно невеликих відхилень від оптимальних режимів сумарні втрати енергії в перехідних процесах, зумовлені неузгодженими діями регуляторів потужності та напруги, можуть призводити до суттєвого зниження річного виробітку міні-ГЕС, погіршення показників якості електроенергії та зменшення економічної доцільності експлуатації встановленої потужності. В умовах зростання вартості енергоресурсів і прагнення до енергоефективності ці втрати вже не можна вважати другорядними.

Ще одним важливим аспектом актуальності є недостатній розвиток нормативно-методичної бази, яка регламентує вимоги до систем керування малими ГЕС, їх показників якості та критеріїв оцінювання ефективності. Наявні стандарти здебільшого орієнтовано на великі електростанції та мережеві об'єкти, тоді як малі ГЕС, особливо в автономних мікромережах,

потребують адаптованих методик та критеріїв.

Усе це зумовлює необхідність розроблення нових або удосконалених методів підвищення якості автоматизованих систем керування гідроелектростанціями малої потужності, які:

- базуються на адекватних математичних моделях, що відображають особливості малих ГЕС;
- враховують втрати енергії в перехідних режимах, надійність, автономність і якість електроенергії;
- дозволяють сформуванню комплексний показник якості та на його основі здійснювати оптимізацію параметрів регуляторів;
- можуть бути реалізовані в сучасних системах автоматизації (PLC/SCADA, мікропроцесорні регулятори, цифрові системи збудження).

Таким чином, тема дослідження, пов'язана з удосконаленням методів підвищення якості автоматизованих систем керування гідроелектростанціями малої потужності, є науково актуальною і практично значущою для подальшого розвитку малої гідроенергетики, підвищення енергоефективності та надійності локальних енергосистем в Україні.

Мета і задачі дослідження. Мета дисертаційної роботи – підвищення комплексного показника якості роботи гідроелектростанцій малої потужності шляхом удосконалення методів математичного моделювання, синтезу та оптимізації автоматизованих систем керування за енергетичними, динамічними, електротехнічними та експлуатаційними критеріями.

Для досягнення зазначеної мети поставлено такі наукові задачі:

1. Провести аналіз стану малої гідроенергетики в Україні та світі, дослідити характеристики роботи малих ГЕС, структуру та нормативне забезпечення показників якості їх функціонування.
2. Розробити повну та спрощену математичні моделі малих ГЕС, придатні для аналізу енергетичних характеристик, гідравлічних режимів та електричних параметрів.

3. Побудувати математичні моделі втрат енергії в малих ГЕС, у тому числі втрат через неідеальне керування, із урахуванням відхилень основних параметрів від номінальних значень.

4. Сформувати математичний апарат моделювання показників якості малої ГЕС, включаючи інтегральні критерії (ISA, ІТА, ІТАЕ) та комплексний показник якості, що об'єднує енергетичні, динамічні, електротехнічні, надійнісні, екологічні та автономні складові.

5. Отримати лінеаризовану модель міні-ГЕС у матричній формі, визначити передатні функції та виконати синтез систем керування потужністю та напругою.

6. Розробити методи синтезу систем керування, оптимізованих за критерієм максимуму комплексного показника якості та за критерієм максимальної енергоефективності, і порівняти отримані результати.

7. Провести моделювання перехідних процесів потужності та напруги за різними алгоритмами керування, розрахувати інтегральні показники якості й комплексний показник якості та виконати порівняльний аналіз.

8. Сформувати практичні рекомендації щодо вибору структур та параметрів систем керування міні-ГЕС, а також щодо визначення вагових коефіцієнтів у комплексному показнику якості.

9. Розробити проєкт Технічних умов щодо забезпечення високих показників якості ГЕС малої потужності при їх автоматизованому керуванні.

Об'єктом досліджень є процеси підвищення показників якості роботи гідроелектростанцій малої потужності в нормальних режимах експлуатації.

Предметом досліджень є математичні моделі, методи та алгоритми підвищення показників якості автоматизованих систем керування гідроелектростанціями малої потужності, а також комплексні критерії оцінювання якості їх роботи.

Методи дослідження. Методи, які використовуються в дослідженні: ме-

тоди теорії кваліметрії, стандартизації, системного аналізу та теорії автоматичного керування; методи математичного моделювання гідравлічних, механічних та електромагнітних процесів; лінеаризації нелінійних рівнянь у околі робочих режимів; методи аналізу динамічних систем; інтегральні критерії якості; методи чисельної оптимізації параметрів регуляторів (градієнтні та пошукові алгоритми); комп'ютерне моделювання.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Вперше сформовано та обґрунтовано комплексний показник якості міні-ГЕС, який включає енергетичну, динамічну, електротехнічну, надійнісну, екологічну складову та показник автономності, що дозволяє кількісно оцінювати якість роботи гідроелектростанції у різних режимах;

2. Вперше запропоновано узагальнену математичну модель втрат енергії через неідеальне керування малою ГЕС, яка явно враховує відхилення потужності, напору, витрати та параметрів системи керування від оптимальних значень та їх вплив на показники якості;

3. Набули подальшого розвитку методи синтезу систем керування малими ГЕС на основі лінеаризованих моделей у матричній формі та інтегральних критеріїв якості, що дає змогу обґрунтовано вибирати оптимальні параметри регуляторів;

4. Набули подальшого розвитку методи визначення вагових коефіцієнтів комплексного показника якості, що дає змогу більш адекватно відобразити пріоритети експлуатуючої організації (енергоефективність, якість електроенергії, автономність тощо).

Практичне значення одержаних результатів. Практичне значення одержаних результатів полягає в наступному:

1. Розроблені математичні моделі малих ГЕС та моделей втрат енергії можуть бути використані на етапах проектування, модернізації та налаштування систем керування ГЕС;

2. Запропоновані методи синтезу регуляторів потужності та напруги дозволяють зменшити енергетичні втрати в перехідних режимах, покращити динамічні властивості та якість електроенергії;

3. Комплексний показник якості та рекомендації щодо вибору вагових коефіцієнтів можуть бути застосовані при порівнянні різних технічних рішень, оптимізації режимів роботи та прийнятті інженерних рішень щодо модернізації існуючих ГЕС малої потужності;

4. Отримані результати можуть бути впроваджені в практику експлуатації малих ГЕС, а також використані в навчальному процесі при підготовці фахівців з автоматизації та енергетики.

5. З метою практичної реалізації запропонованих рішень, розроблено проєкт технічних умов «Забезпечення високих показників якості роботи ГЕС малої потужності при їх автоматизованому керуванні».

Результати досліджень набули практичного застосування в системах автоматизованого керування Зміївської ТЕС ПАТ «Центренерго».

Отримані в процесі роботи нові наукові результати в напрямку підвищення показників якості роботи глибинних насосів відцентрового та гвинтового типів використовуються у навчальному процесі Навчально-наукового інституту «Українська інженерно-педагогічна академія» Харківського національного університету імені В.Н.Каразіна у вигляді нових додаткових розділів до курсу лекцій з дисциплін «Сучасні методи та алгоритми систем автоматичного керування», «Автоматизовані системи управління технологічними процесами і об'єктами».

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Тематика роботи відповідає закону України «Про пріоритетні напрями розвитку науки і техніки» – новітні технології та ресурсозберігаючі технології в енергетиці, промисловості та агропромисловому комплексі. Матеріали дисертації являються узагальненням наукових результатів досліджень, отриманих автором на протязі 2022-2025 рр., які виконуються на кафедрі

автоматизації, метрології та енергоефективних технологій Української інженерно-педагогічної академії (Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія» Харківського національного університету імені В.Н.Каразіна), зокрема держбюджетна науково-дослідна робота № ФН-21-10 «Розробка алгоритмів та структур енергозберігаючих автоматизованих систем керування нагнітальними установками нафто- та газоперекачувальних станцій».

Особистий внесок здобувача. Основні результати дисертації, що виносяться на захист отримані автором самостійно. Серед них – уточнені показники та критерії якості, уточнені математичні моделі систем автоматичного керування гідроелектростанціями малої потужності в нормальних режимах експлуатації, експериментальні характеристики малих ГЕС та систем керування, структурний синтез ефективних систем керування, структури та алгоритми систем керування.

Апробація результатів дисертації. Основні положення і результати роботи доповідалися на таких конференціях:

- LV Студентська науково-практична конференція. Частина 1. Секція: Автоматизація, теплоенергетика та енергозбереження. Харків: УПА, листопад 2020 р.
- LVI Студентська науково-практична конференція. Частина 1. Секції: Автоматизація, метрологія та енергозбереження Фізика та електроенергетика, Іноземна мова. Харків: УПА, грудень 2021 р.
- LVII Студентська науково-практична конференція. Частина 1. Секції: Автоматизація, метрологія та енергозбереження Фізика та електроенергетика, Іноземна мова. Харків: УПА, листопад 2022 р.
- II Міжнародна науково-практична конференція: «Якість, стандартизація та метрологічне забезпечення». Українська інженерно-педагогічна академія. Харків: УПА, 14-15 березня 2023 р.

– Міжнародна науково-практична конференція: «Якість, стандартизація та метрологічне забезпечення». Українська інженерно-педагогічна академія. Харків: УІПА, 25-26 січня 2022 р.

– Національний науково-практичний форум: «Наука. Інновації. Якість». Українська інженерно-педагогічна академія. Харків: УІПА, 9-10 серпня 2022 р.

– Міжнародна науково-технічна конференція «Нові та нетрадиційні технології в ресурсо- та енергозбереженні». Одеський національний морський університет та ін. Одеса: Одеський національний морський університет. 9-10 грудня 2025 р.

– III Міжнародна науково-практичної конференція «Якість, стандартизація та метрологічне забезпечення» (III МНПК «ЯСМЗ»). (Харків, 28-29 січня 2025 р.). Харків: ХНУ ім.В.Н.Каразіна.

Публікації: За темою дисертаційної роботи опубліковано 12 наукових праць, серед них: 4 статті у фахових виданнях України, апробовані на науково-технічних конференціях (опубліковано 8 тез доповідей в збірниках конференцій).

Структура та обсяг дисертації: Дисертація складається із вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних літературних джерел зі 168 найменувань. Загальний обсяг дисертації становить 188 сторінок, із них 127 сторінок основного тексту, 18 рисунків, з яких 6 рисунків на 4 окремих сторінках, 8 таблиць, з яких 2 таблиці на 3 окремих сторінках, список використаних літературних джерел на 16 сторінках та додатки на 17 сторінках.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СТАНУ МАЛОЇ ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ ТА ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЇХ РОБОТИ

Розвиток малої гідроенергетики в Україні та світі розглядається як один із ключових напрямів зростання частки відновлюваних джерел енергії та підвищення гнучкості енергосистем. У низці українських оглядових і аналітичних робіт показано, що малі ГЕС (до 10 МВт) мають значний техніко-економічний потенціал, але стикаються з інфраструктурними, екологічними та регуляторними обмеженнями [1-8, 16]. У монографіях і звітах «Мала гідроенергетика України» (томи I–II) систематизовано структуру гідроресурсів, стан існуючого парку малих ГЕС, типові технологічні схеми та проблеми інтеграції малої генерації до мереж [1, 2, 16].

Українські автори відзначають, що мала гідроенергетика розглядається як один із інструментів децентралізації генеруючих потужностей та підвищення надійності електропостачання віддалених і сільських районів, але при цьому зберігається низка невирішених питань щодо екологічного впливу, режимів роботи ГЕС у складі мережі 10–35 кВ, а також недостатнього рівня автоматизації й дистанційного керування [3-8, 10, 18]. У роботах [5-7] проаналізовано вплив малих ГЕС на режими електричних мереж, зокрема на втрати потужності, профіль напруги та участь в покритті графіків навантаження. Зазначається, що автоматизовані системи керування (АСК) малих ГЕС мають забезпечувати не лише локальну стабільність агрегатів, а й узгодження з вимогами системних операторів щодо підтримання напруги та частоти.

З нормативної точки зору, оновлені документи українського регулятора (НКРЕКП) уточнюють класифікацію малої, міні- та мікроГЕС за встановленою потужністю (мала – 1-10 МВт, міні – до 1 МВт, мікро – до 200 кВт), а також визначають вимоги до автоматизованих систем комерційного й технологічного обліку та дистанційного керування для таких об'єктів [15].

Це посилює вимоги до якості АСК і актуалізує завдання їх

удосконалення.

Сформовано базу технологічних і математичних моделей саме для малих гідроелектростанцій. Робота [11] присвячена малим ГЕС з асинхронними генераторами: розглянуто особливості електромеханічних процесів, схеми приєднання до мережі, вплив режимів регулювання активної потужності та ковзання. В українських роботах [1, 2, 11-14, 17, 18] виділено специфіку малих ГЕС:

У роботі [12] показано, що автоматизація малих ГЕС – ключовий спосіб підвищення ефективності їх використання: пропонується багаторівнева АСК із локальними ПЛК на рівні агрегатів та верхнім рівнем SCADA для моніторингу й оптимізації режимів. На рівні вимог до надійності та резервування підкреслюється доцільність застосування розподілених систем з резервуванням каналів зв'язку та дублюванням критичних сенсорів [10, 13].

Деталізовані технологічні особливості малих гідроелектростанцій, типи турбін, особливості водозабору та гідротехнічних споруд, а також типові варіанти компонування електротехнічного обладнання узагальнено в томі II «Мала гідроенергетика України» [2], де окремо акцентовано увагу на можливостях автоматизації агрегатів і вузлів вимірювання, захисту та керування.

У [19] та [20] детально розглянуто математичні моделі гідротурбіни, водоводів, напірних басейнів, генераторів і систем збудження, а також моделі турбінного регулятора у просторі станів. Особлива увага приділяється аналізу стійкості, коливальності та взаємодії гідроагрегата з електричною мережею.

У роботі [31] наведено розгорнутий огляд динамічних моделей гідроенергетичних систем та методів аналізу стійкості, де підкреслено, що стандартні лінійні моделі турбінного регулятора часто неадекватні при різких змінах навантаження та в режимах перехідних процесів. Автори виділяють тенденцію до використання більш детальних нелінійних моделей гідротурбіни та напірної траси, що важливо й для малих ГЕС, де відносна роль гідравлічних нелінійностей і втрат може бути суттєвою.

Класичним джерелом є стандарт IEEE щодо моделей гідротурбіни та регулятора [23], який і досі використовується як базовий при побудові моделей у середовищі Matlab/Simulink та інших пакетах моделювання. Робота [22] демонструє один із ранніх прикладів автоматизації розрахунку гідроенергетичних показників безпосередньо в системі керування ГЕС, що з часом еволюціонувало до сучасних інтегрованих АСК.

В огляді [24] проаналізовано особливості застосування ПІД-регуляторів у промислових системах, включаючи специфіку налаштування для об'єктів з великими запізненнями й інерційністю. Ці результати активно використовуються авторами, що займаються оптимізацією ПІД-регуляторів гідроагрегатів.

Окрема група робіт безпосередньо присвячена моделюванню, лабораторним моделям і випробуванням малих ГЕС. Автори [35] запропонували симуляційну та лабораторну модель малої ГЕС, де гідравлічна частина, регулятор, генератор і мережа реалізовані як окремі підсистеми. Така структура дає змогу досліджувати вплив параметрів регулятора, характеристик серводвигуна та структури зворотних зв'язків на динамічні процеси запуску та зміни навантаження.

Автори [36] побудували повну модель малої гідроелектростанції з верифікацією за вимірними даними. Модель охоплює гідравлічний тракт, турбіну, генератор, систему збудження й регулятор та дозволяє аналізувати поведінку станції при нормальних режимах і при зовнішніх збуреннях, включно з обривом навантаження.

У [37] розглянуто малу ГЕС як джерело живлення для постійно-струмової мікромережі, де автоматизована система керування забезпечує одночасно регулювання потужності та підтримання напруги на шині DC. Показано, що структура АСК для малих ГЕС у складі мікромережі відрізняється від традиційних схем для великих ГЕС насамперед вимогами до швидкодії та взаємодії з перетворювальною технікою.

Роботи [38], [39], а також [40] присвячені моделюванню й аналізу роботи малих ГЕС у Matlab/Simulink, включаючи дослідження аварійних режимів, втрати навантаження, стрибків навантаження і відпрацювання ними регулятором швидкості. У цих працях показано, що навіть відносно прості моделі можуть виявити чутливість частоти та напруги до параметрів ПІ/ПІД-регуляторів при різних сценаріях навантаження.

Разом із тим, у більшості цих робіт критеріями оцінки якості АСК виступають класичні часові показники (перерегулювання, час перехідного процесу, інтегральні критерії типу ISE/ITAE) та відхилення частоти, тоді як комплексний показник, що враховує також енергоефективність, ресурс обладнання й надійність інформаційно-вимірювальної підсистеми, зазвичай не вводиться.

Суттєвий пласт досліджень спрямовано на вдосконалення методів налаштування ПІД-регуляторів турбінного регулятора. У роботі [28] запропоновано прямий підхід до оптимізації параметрів ПІД-регулятора гідротурбінної системи на основі моделі у просторі станів із приведенням до канонічної форми Жордана; отримано аналітичні співвідношення для швидкості обертання та проведено числову оптимізацію за інтегральними критеріями якості.

У [29] та [30] розглянуто задачу налаштування параметрів регулятора з урахуванням перехідних процесів при різких змінах навантаження. Автори використовують методи оптимізації (включно з градієнтними та еволюційними підходами) для мінімізації перерегулювання, часу встановлення та максимальних відхилень частоти. Автори у [27] поєднали частинну лінеаризацію моделі гідроагрегата за діапазонами навантаження з оптимізацією параметрів ПІД за допомогою алгоритму рою частинок та нечіткої логіки, демонструючи покращення якості регулювання частоти в широкому діапазоні умов.

У статті [26] проведено порівняння різних типів турбінних регуляторів

(механічний гідравлічний, електрогідравлічний ПІД та псевдодиференційний) для ізольованої малої ГЕС, що живить острівну мережу. Показано, що правильно налаштований електронний ПІ/ПІД-регулятор забезпечує значно менші відхилення частоти та кращу демпфівальну здатність у порівнянні з традиційними механічними регуляторами, однак вимагає ретельного вибору параметрів і структурної організації зворотних зв'язків.

В роботах [25] [22] та класичному стандарті IEEE [23] розглядаються підходи до синтезу регуляторів частоти гідроелектростанцій з урахуванням стійкості енергосистеми та навантажень, проте вони здебільшого орієнтовані на великі ГЕС і агрегати з високою потужністю.

Значна кількість робіт присвячена включенню гідроелектростанцій у системи автоматичного регулювання частоти (АРЧ) багатозонних енергосистем. Так [33] показує роль гідроелектростанцій у підтриманні балансу потужності між зонами, у [32] застосовують ANFIS-регулятор у контурі AGC для гідроелектростанції, демонструючи покращення якості регулювання частоти порівняно з класичними ПІД-схемами.

У [34] моделюють малу ГЕС разом із розподільною мережею в PSCAD і порівнюють механічний гідравлічний регулятор з електронним ПІД-регулятором у задачі регулювання частоти при стрибках навантаження 5–20%. Показано, що електронний регулятор забезпечує швидше відпрацювання та менші коливання частоти, що безпосередньо пов'язано з підвищенням показників якості як самої АСК, так і електропостачання споживачів.

Водночас більшість робіт у цій тематиці розглядає гідроелектростанції як узагальнені джерела потужності в контурі AGC, часто без детального моделювання специфіки малих ГЕС (обмежена напірна траса, спрощені гідравлічні моделі, відсутність урахування особливостей автоматизації гідротехнічних споруд і допоміжних механізмів).

Останніми роками активно розробляються методи удосконалення якості

систем керування гідроагрегатами на основі інтелектуальних, робастних та нелінійних підходів. У [43] застосували алгоритм прогнозного керування (MPC) до гідротурбінного регулятора, показавши можливість явного врахування обмежень та покращення демпфірування коливань потужності. У [44] запропонували нейро-нечітку модель гідроенергетичного об'єкта з ПІД-регулятором, параметри якого налаштовуються на основі ідентифікованої моделі, що дає змогу покращити якість регулювання при зміні режимів.

У роботах [41, 45] досліджуються ковзаючі режими — зокрема, супер-твістковий ковзний режим для малої ГЕС, підключеної до мережі, та методи ковзного керування з гарантованою заданою похибкою. Показано, що такі алгоритми забезпечують високу робастність до невизначеностей параметрів, проте вимагають ретельного врахування насичення виконавчих механізмів і фільтрації вимірних сигналів.

В роботі [46] запропонували адаптивний ПІД регулятор на основі нейронних керованих диференціальних рівнянь (Neural CDE), що дозволяє підлаштовувати параметри регулятора в режимі он-лайн відповідно до статистики режимів роботи гідроагрегата. Але [47] ще раніше продемонстрували приклад адаптивного керування з самовибором для гідроенергетичних об'єктів, що історично стало одним з перших прикладів використання адаптивних алгоритмів у цій галузі.

Крім того, в літературі представлені численні роботи з робастного керування й H_∞ -оптимізації для гідрогенераторів [25, 31, 32], застосування нечітких регуляторів, комбінованих ПІД-fuzzy та прибраних подальших модифікацій, які спрямовані на зменшення впливу невизначеностей параметрів, нелінійностей гідравлічної траси та варіацій навантаження.

Окремий напрям досліджень пов'язаний із застосуванням змінночастотних (variable-speed) гідроагрегатів у складі сучасних енергосистем. Робота [50] аналізує можливості змінночастотних гідроагрегатів щодо надання допоміжних послуг та покращення

енергоефективності завдяки оптимізації швидкості обертання. Результати таких досліджень важливі для малих ГЕС, де використання перетворювачів частоти та електронних систем керування стає технічно й економічно доступним.

Додатково в роботах [37, 49] розглядаються питання оптимального керування напругою та потужністю малих ГЕС у розподільних мережах, включно з моделями оптимального керування напругою з урахуванням тарифних сигналів.

Українські публікації зосереджуються переважно на огляді стану малої гідроенергетики, економічних і екологічних аспектах, меншою мірою — на деталях побудови АСК. У роботах [11, 12, 19] розглянуто інтеграцію малих ГЕС до розосереджених енергетичних систем, у тому числі в поєднанні з іншими ВДЕ, а також питання вибору структур АСК із нечіткою логікою для автономних систем.

Роботи [1-4, 9, 10, 13, 14, 17, 18] наголошують, що значна частина існуючих малих ГЕС в Україні побудована на базі застарілого обладнання, де автоматизація обмежується локальними регуляторами швидкості й напруги без інтегрованих систем моніторингу, діагностики й оптимізації режимів. Це створює резерв для підвищення якості функціонування за рахунок удосконалення структур АСК, запровадження сучасних алгоритмів керування та впровадження систем дистанційного нагляду.

Аналіз українських та зарубіжних публікацій дозволяє сформулювати низку прогалин, безпосередньо пов'язаних із темою «Удосконалення методів підвищення якості автоматизованих систем керування гідроелектростанціями малої потужності»:

Фокус на окремих контурах керування. Більшість робіт зосереджено на оптимізації параметрів турбінного регулятора для стабілізації частоти та потужності [26-30, 34], тоді як задачі комплексного багатоконтурного керування (рівень у верхньому б'єфі, розподіл потужності між агрегатами,

реактивна потужність, режими допоміжних механізмів) для малих ГЕС розглядаються фрагментарно.

Відсутність єдиного комплексного показника якості АСК малої ГЕС. У більшості публікацій критерії якості обмежуються динамічними показниками (перехідний процес, відхилення частоти) та, частково, показниками стійкості [24, 28, 31-34]. Енергоефективність (витрати на допоміжні механізми, втрати енергії при перехідних процесах), ресурс обладнання, надійність і відмовостійкість АСК, які є критичними для безперсональної експлуатації малих ГЕС, формально у критерій не інтегруються.

Недостатній облік специфіки малих ГЕС у динамічних моделях. Значна частина робіт спирається на моделі й стандарти, розроблені для великих гідроелектростанцій [19-23, 31], що не завжди адекватно відображає гідравлічні та режимні особливості малих ГЕС (короткі водоводи, дериваційні схеми, поєднання з існуючими спорудами, обмежені потужності).

Фрагментарне впровадження інтелектуальних методів керування в контексті малих ГЕС. Хоча існує багато робіт з ANFIS, нейро-нечіткими, робастними та ковзними регуляторами [32, 41, 43-47], їх застосування до малих ГЕС зазвичай демонструється на окремих прикладах без ув'язки з повністю інтегрованою АСК станції, яка враховує всі контури керування та взаємодію з мережею, а також без оцінки впливу на комплексний показник якості.

Недостатнє опрацювання архітектури АСК малих ГЕС для безперсональної та дистанційної експлуатації. У вітчизняних публікаціях [10-14] питання побудови багаторівневої АСК (рівень агрегату – рівень станції – рівень енергосистеми) для малих ГЕС розглянуто лише в загальних рисах. Відсутні стандартизовані рішення щодо інтеграції систем діагностики, прогнозування стану обладнання та адаптації алгоритмів керування залежно від гідрологічних умов.

Інтеграція малих ГЕС у гібридні та мікромережеві системи. Роботи [35-

37, 49, 50] показують перспективність використання малих ГЕС у складі мікромереж, гібридних відновлюваних систем і змінночастотних гідроагрегатів, але методи синтезу АСК у таких умовах ще недостатньо формалізовані з точки зору оцінки якості, надійності й енергоефективності.

Таким чином, існує обґрунтована наукова ніша для розроблення уніфікованих математичних моделей малих ГЕС, побудови комплексного показника якості АСК (який враховує динамічні, енергетичні та експлуатаційні критерії), а також створення й дослідження удосконалених методів настроювання й синтезу регуляторів, спеціально зорієнтованих на умови роботи гідроелектростанцій малої потужності в реальних українських енергетичних мережах.

1.1. Концепція розвитку малої гідроенергетики в Україні та світі

Гідроенергетичні ресурси великих рік в Україні практично повністю освоєні. У зв'язку з цим велике значення визначається питанням розвитку малої гідроенергетики шляхом будівництва нових, реконструкції та модернізації існуючих малих ГЕС.

За існуючою у світі класифікацією до малої гідроенергетики відносяться мікроГЕС (мкГЕС) потужністю до 100 кВт, міні-ГЕС (мГЕС) від 100 до 1000 кВт та малі ГЕС – 25000 кВт. [51]

Відповідно до пункту 4.16 СНіП 2.06.01.86 [52] до малих ГЕС в Україні слід відносити ГЕС, встановлена потужність яких не перевищує 30 МВт, що дещо відрізняється від світової класифікації.

В Україні з початку 20-х років налічувалося 84 гідроелектростанції загальною потужністю 4000 кВт, а наприкінці 1929 року – вже 150 станцій загальною потужністю 8400 кВт. Серед них Вознесенська (840 кВт), Бузько (570 кВт), Сутиська (1000 кВт) та інші. Однією з найкращих станцій того часу за своїми технічними показниками була Корсунь-Шевченківська ГЕС (2650 кВт), введена в експлуатацію у 1934 році.

На початку 50-х років кількість збудованих малих гідроелектростанцій в Україні налічувалась 956 загальною потужністю 30 тис. кВт. Однак через розвиток централізованого електропостачання та стійку тенденцію до концентрації виробництва електроенергії на потужних тепло та гідроелектростанціях будівництво малих ГЕС було зупинено. Почалася їхня консервація, демонтаж, сотні малих ГЕС були зруйновані. [53]

В останні роки у всьому світі стали більше уваги приділяти розвитку установок перетворення відновлюваних видів енергії в електроенергію, децентралізації та створенню самозабезпечених енергорайонів. При цьому аварії, катастрофічні за економічними збитками і навіть небезпечні з точки зору обороноздатності країни, при землетрусах стають лише локальними наслідками. Відновлюються сотні раніше необґрунтовано занедбаних мГЕС та будуються нові на гідротехнічних спорудах об'єктів неенергетичного призначення.

Сьогодні в Україні збереглося лише 48 малих гідроелектростанцій та близько 420 покинутих, більшість з яких потребують реконструкції. До них відносяться такі порівняно потужні станції, як Теремле-Рікська, Гайворонська, Корсунь-Шевченківська, Стеблевська, Ладжинська та інші. Майже всі належали Міністерству сільського господарства, а точніше колгоспам. За даними інституту "Укргідропроєкт", Україна має дуже великий гідропотенціал малих річок. Поряд із діючими малими ГЕС в Україні існує, за оцінками інституту, приблизно 107 недіючих ГЕС, які можна було б відновити та отримати додатково 24 МВт електричної потужності, та збільшити виробництво екологічно чистої (зеленої) електроенергії на 96 ГВт·год на рік. Великі перспективи існують у освоєнні гідроенергетичних ресурсів малих річок у басейнах Верхнього Дністра та Пруту, проте для цього необхідно виконання досить великого обсягу проектно-дослідницьких робіт зі складання басейнових схем гідроенергетичного використання водних ресурсів або схем використання окремих приток Дністра та Пруту, а потім уже проектів окремих

малих ГЕС.

Фактична потужність діючих малих ГЕС України – 98,1 МВт, а середньорічне виробництво електроенергії коливається в межах від 277,9 млн. кВт·год до 395,2 млн. кВт·год залежно від метеорологічних умов та стану водних басейнів. Ще 95 малих ГЕС проектною потужністю 21,5 МВт можуть бути відновлені, а їхня робота дасть змогу виробляти ще 100 млн. кВт·год електроенергії на рік. [54]

Основними проблемами відновлення та експлуатації малих ГЕС є: відсутність документів щодо будівель, споруд, обладнання та водних ресурсів; відсутність серійного устаткування. Тому практично кожна ГЕС вимагає індивідуального підходу і відповідно індивідуального замовлення обладнання що завжди дороге; великий термін окупності вкладених коштів (понад 7 років); відсутність механізму пільгового кредитування до 9% річних; обсяг коштів до 1 млн. дол. США. [55]

Мала енергетика України через її незначну питому вагу (0,2%) у загальному енергобалансі не може суттєво впливати на умови енергозабезпечення країни. Проте експлуатація малих ГЕС дає змогу виробляти близько 250 млн. кВт·год електроенергії на рік, що еквівалентно щорічній економії до 75 тис. тон дефіцитного органічного палива. [53]

Можлива економія паливно-енергетичних ресурсів за рахунок малої гідроенергетики в Україні

1998-2000 рр. - 0,25 млн. т.у.п

2001-2005 рр. – 4,73 млн. т.у.п.

2006-2010 рр. – 12,08 млн. т.у.п.

1998-2010 рр. – 16,89 млн. т.у.п.

2010-2020 рр. – 18,32 млн. т.у.п.

За оцінками Світової енергетичної ради, економія органічного палива за рахунок малої гідроенергетики у загальному виробництві енергії на 2020 рік становитиме 69 та 99 млн. т.у.п. відповідно мінімального і максимального

варіантів розвитку.

В даний час у світі інтенсивно будуються мГЕС, особливо в КНР, Індонезії, Малайзії, державах Південної Америки та Африки. При цьому використовуються найпростіше силові обладнання та некваліфікована робоча сила, внаслідок чого вартість встановленого 1 кВт потужності виходить низькою. У світі працює вже понад 150000 мГЕС, а в перспективі можливості набагато більші. У зв'язку з цим розробляються заходи щодо зниження капітальних витрат, особливо здешевлення силового устаткування, оскільки у вартості вартості устаткування на мГЕС доходить до 40-60% [57, 58].

Таблиця 1.1 – Встановлена потужність малих ГЕС у країнах Євросоюзу, МВт

Країна	2021 рік	2022 рік
Італія	2270	2233
Франція	2020	2020
Іспанія	1607	1655
Німеччина	1515	1515
Швеція	1050	1050
Австрія	870	980
Португалія	308	317
Великобританія	160	160
Греція	52	61
Фінляндія	320	320
Бельгія	61	61
Люксембург	39	39
Ірландія	34	34
Нідерланди	2	2
Данія	11	11
Усього	10319	10458

У країнах Євросоюзу під малою ГЕС розуміють гідроелектростанцію, встановлена потужність якої не перевищує 10 МВт. До кінця 2022 року сумарна встановлена потужність малих ГЕС у країнах ЄС дорівнювала 10458 МВт (табл.1.1).

Лідери у розвитку малої гідроенергетики – Італія, Франція, Іспанія, Німеччина та Швеція. Загальна встановлена потужність малих ГЕС лише в цих п'яти країнах становить 8473 МВт, що відповідає 81% від сумарної встановленої потужності в ЄС. Ці цифри зростають досить повільно, оскільки через адміністративні перепони, а часто і внаслідок опори власних структур у регіонах складно реалізуються проекти з будівництва нових ГЕС.

Загальноновизнано, що тенденція розвитку малої гідроенергетики у країнах ЄС нині дуже динамічна. Проте цей сектор промисловості має достатній потенціал для успішного рентабельного зростання. Згідно з недавніми дослідженнями Європейської асоціації з малої гідроенергетики, європейський потенціал збільшення встановленої потужності оцінюється в 6000 МВт. Значна частина цих ресурсів – близько 20% – посідає модернізацію вже існуючих малих ГЕС, оскільки вік 68% станцій перевищує 40 років. Якщо нинішні темпи розвитку малої гідроенергетики залишаться стабільними до 2030 р. – сумарна потужність малих європейських ГЕС досягне 12000 МВт.

У країнах азіатського басейну лідером у будівництві малих та мікро-ГЕС є Китай, де за останнє десятиліття побудовано понад 100 000 малих та мікро-ГЕС сумарною потужністю близько 10000 МВт [59, 60]. Причому в Китаї успішно виробляються малі гідроагрегати, технічна документація та «ноу-хау», які були закуплені в СРСР 30-40 років тому.

Потенційні гідроенергетичні ресурси України становлять 42 млрд. кВт/год, а економічні – 17 млрд. кВт/рік. Середнє багаторічне вироблення ГЕС наприкінці 80-х років було на рівні 10 млрд. кВт·год і використання економічного потенціалу становило 60%. Причому у Донецько-Придніпровському господарсько-економічному районі гідроресурси

використані повністю (Дніпропетровська, Донецька, Запорізька, Кіровоградська, Луганська, Полтавська, Сумська та Харківська області). Аналогічна ситуація і у Південному районі (АР Крим, Миколаївська, Одеська та Херсонська області). Таким чином, реальними джерелами отримання електроенергії на ГЕС є річки Південно-Західного економічного району (табл. 1.2), де використання економічного потенціалу гідроенергоресурсів становить приблизно 20-25%. Причому по областях ресурси розподілені дуже нерівномірно.

Енергію малих рік переважно використовують у Вінницькій, Закарпатській, Житомирській, Черкаській, Полтавській, Тернопільській областях. Виробництво електроенергії лише у цих областях дозволило додатково одержати понад 39 млн. кВт на рік електроенергії.

Таблиця 1.2 – Розподіл гідроенергетичних ресурсів великих та середніх рік по областях Південно-Західного економічного регіону України

№	Область	Площа, тис. км ²	Потенційні ресурси			Питома насиченість тис. кВт·год/км ²
			<i>P</i> , тис. кВт	<i>W</i> , млрд. кВт/рік	% від традиційни х.	
1.	Вінницька	26,7	100	0,9	2,2	33,7
2.	Волинська	20,0	23	0,2	0,5	10,0
3.	Житомирська	29,8	30	0,3	0,7	10,1
4.	Закарпатська	12,8	1167	10,3	24,7	801,0
5.	Київська	28,9	264	2,3	5,5	79,5
6.	Львівська	21,8	296	2,6	6,2	119,0
7.	Рівненська	20,3	46	0,4	1,0	20,0
8.	Івано- Франківська	13,9	574	5,0	12,0	361,0
9.	Тернопільська	13,9	115	1,0	2,4	72,0
10.	Хмельницька	20,8	71	0,6	1,4	28,9
11.	Черкаська	21,2	212	1,8	4,3	87,6
12.	Чернігівська	31,5	149	1,3	3,1	41,2
13.	Чернівецька	8,0	301	2,6	6,2	324,0

В Україні налічується понад 63 тис. малих річок та водотоків загальною довжиною 135,8 тис. км, з них близько 60 тис. (95 %) – дуже маленькі (довжина менше 10 км), їх сумарна довжина – 112 тис. км, то є середня довжина такого водотоку – 1,9 км. Більшість малих рік завдовжки менше 10 км мають площу водозбору від 20,1 до 500 км² (87 % усієї кількості та 72 % усієї довжини малих рік України). Малих річок із площею водозбору від 50,1 до 100 км² налічується 890 (28 % від кількості), а 797 річок (25 %) мають площу водозбору 20,1- 50 км².

Таблиця 1.3 – Розподіл гідроенергетичних ресурсів по областях України

Область	млн. кВт·год/рік
Авт. республіка Крим	211,0
Київська	200,0
Вінницька	360,0
Волинська	115,2
Дніпропетровська	101,2
Донецька	189,0
Житомирська	336,0
Закарпатська	4532,0
Запорізька	50,5
Івано-Франківська	399,0
Кіровоградська	170,0
Луганська	436,0
Львівська	1814,0
Миколаївська	156,8
Одеська	37,5
Полтавська	396,0
Рівненська	304,0
Сумська	298,0
Тернопільська	427,2
Харківська	268,0
Херсонська	2,2
Хмельницька	303,5
Черкаська	331,0
Чернівецька	883,7
Чернігівська	178,2
Усього по Україні	12500

Найбільшою водоносністю відзначаються річки Карпат, стік яких значною мірою залежить від висоти басейну.

Енергетичний потенціал малих рік України:

- загальний потенціал – 12,5 млрд. кВт·год/рік; 4,5 млн. т.у.п./рік;

- технічний потенціал – 8,3 млрд. кВт·год/рік; 3,0 млн. т.у.п./рік;

- економічний потенціал – 3,7 млрд. кВт·год/рік; 1,3 млн. т.у.п./рік;

Розподіл гідроенергетичних ресурсів великих та середніх річок по областях України подано у табл. 1.3

Гідроенергетичний потенціал малих ГЕС України на малих річках оцінюється у 2300-2400 МВт (12,0-12,5 млрд. кВт·г), що становить близько 28% загального гідропотенціалу всіх річок України, а першочерговий економічно вигідний та екологічно безпечний потенціал становить 600-700 МВт (3-7 млрд. кВт·год).

Основні параметри мГЕС, що експлуатуються на загальну мережу, а також знаходяться на стадіях проектування та реконструкції, у табл. 1.4.

Зокрема, у зоні Полісся Рівненської, Житомирської та інших областей є готові греблі на річках Горинь, Бобер, Ірша, Уборть Жерьов, Случ, Словечна, Обрізки. На готових греблях цих рік пропонується побудувати ряд мГЕС загальною потужністю 15-25 МВт.

Розташування гребель та водосховищ на річці Гнілоп'ять дає можливість побудувати каскад гідровузлів загальною потужністю 10000 кВт та виробленням електроенергії понад 90 млн. кВт·год на рік. Термін будівництва та введення в експлуатацію одного гідровузла з гідроелектростанцією 4-8 місяців, залежно від фінансування. Термін окупності однієї станції 2-3 роки.

Таблиця 1.4 – Основні параметри мГЕС України

Назва	Місце розташування	Потужність, МВт	Вироблення електроенергії, млн. кВт-рік	Натиск, м	Витрата, м ³ /с	Кількість агрегатів	Рік запровадження, стадія, рік розробки
Першотравнева	р. Ю. Буг	1,77	6	5	52	2	1949
Вознесенська	р. Ю. Буг	3,015	18	6	75	4	1951
Теребле-Рікська	р. Теребля	27	133	215	18	3	1956
Єгорлицька	р. Б. Єгорлик	30	110	31,86	55	2	1962
Краснопавлівська	кан. Дніпро-Донбас	30	97	34,2	27,5	4	Проект 1984
Боднарівська	р. Збруч	0,39	3,4	7	12,5	2	Реконстр. 1988
Корсунь-Шевченківська	р. Рось	1,22	6,74	9,55	28,2	2	Реконстр. 1988
Добрянська	р. Синюха	1,56	5,23	11,6	20,4	4	Проект. 1988
Стрийська	р. Стрий	14,32	50	35	11,9	4	Проект. 1989
Ніверківська	р. Збруч	0,80	3,77	7	16,6	2	Реконстр. 1989
Добротвірська	р. З. Буг	1,05	6,3	8,2	14,6	3	Працює 2001
Хренніковська	р. Стрий	0,8	4,8	4,8	10,5	2	Працює 2001
Млинівська	р. Іква	0,24	2,1	4,0	8,1		
Павлопільська	р. Кальміус	1,53	7,7	20,3	9	2	Працює 2000
Снятинська	р. Прут	2,06	8,8	7,1	5,5	2	Реконстр. 1992
Макажойська	р. Ансалта	0,4	1,67	57,15	0,98	2	Проект 1992
Олександрівська	р. Ю.Буг	10,9	55	10,5	90	2	Будується
Аноківська	р. Вже	2,7	10	9	32	2	Реконстр.
Ужгородська	р. Вже	1,9	8	7	32	2	Реконстр.

Досвід деяких держав свідчить, що освоєння потенціалу малих річок із використанням малих ГЕС та міні ГЕС допомагає вирішити проблему покращення енергопостачання. Найбільш ефективними є малі ГЕС, які

будуються на наявних гідротехнічних спорудах. За даними фірми "Елімс-Чалмерс" (США), питомі капіталовкладення для новозбудованих ГЕС потужністю 10 МВт становлять 1100-1400 \$/кВт, потужністю до 1 МВт – 6800-8700 \$/кВт. Будівництво малої ГЕС потужністю 1 МВт коштує від 0,5 до 2 \$ млн. Прибуток становить \$ 300 тис. на рік, а термін окупності капітальних вкладень – 2-6 років.

Обладнання для малих ГЕС сьогодні виробляють багато фірм США, Японії, Швеції, Швейцарії, Франції, Австрії, Великобританії.

Виробництво такого обладнання розпочато й у державах Східної Європи. Стандартизоване обладнання для малих ГЕС виробляється у широкому діапазоні параметрів: потужність – від 2 до 15000 кВт; діаметр робочого колеса турбіни – від 190 до 3000 мм; частота обертання - від 50 до 2000 об/хв; натиск – від 1 до 1000 м, витрати води – від 0,01 до 75 м³/с. Серйозну увагу приділяють підвищенню економічної ефективності малих ГЕС за рахунок спрощення їх проектування, будівництва та експлуатації, типізації проектних рішень, стандартизації обладнання та повної автоматизації роботи ГЕС. Нижче наводяться деякі технічні та фінансово-економічні показники діючих міні ГЕС країн ЄС.

Таблиця 1.5 – Техніко-економічні показники міні ГЕС країн ЄС

Держава	Потужність, МВт	Натиск, м	Витрата води, м ³ /с	Вартість проекту, US, \$	Термін окупності, рік
Франція	0,2	58	0,4	50 тис.	10
Німеччина	3,1	2,6	140	16 млн.	10,4
Греція	3,75x3	15	80	41 млн.	9,5
Великобританія	0,6	102	50	100 тис.	10

Визначити вартість електроенергії на міні ГЕС важко, оскільки вона залежить від наступних факторів:

- місце будівництва та трудовитрати на будівництво;
- багатofункціональність інженерних споруд (дамба та інші

гідротехнічні споруди можуть бути головними об'єктами для зрошення, водопостачання району та лише у другу чергу для міні ГЕС);

- умови фінансування;
- вплив на довкілля та соціальні умови;
- потужність турбіни;

Розрахунки показали, що рентабельність малої низьконапірної ГЕС ($H=2-3\text{м}$) потужністю 300-500 кВт може становити 5-10% за умови питомої вартості будівництва 1000-2000 \$/кВт. Це відповідає рекламному кошторису, що пропонується іноземними фірмами.

Якщо прийняти критерій оцінки ефективності проекту показник максимальної норми дисконтування РНД, коли прибуток дорівнює витратам на реалізацію проекту, то за річної тривалості роботи ГЕС $T_B=5000$ год. і РНД=8% питома вартість 1 кВт встановленої потужності K_N має перевищувати 2000 \$/кВт. Зважаючи на сучасні тенденції інвестування проектів зарубіжними банками з коефіцієнтом дисконтування $p=15-25\%$, K_N реально має бути не більше 1200 \$/кВт.

1.2. Аналіз характеристик роботи малих ГЕС

Основні функції малих ГЕС у сучасній енергосистемі:

- покриття базового або частини пікового навантаження локальних мереж;
- децентралізація генерації та підвищення надійності електропостачання віддалених регіонів;
- робота як елемент гібридних систем (мГЕС + СЕС, мГЕС + ВЕС, мГЕС + накопичувачі), у тому числі в режимах, близьких до насосних акумулюючих схем для малої потужності;
- забезпечення напору та витрат води для супутніх водокористувань (зрошення, водопостачання, рибне господарство) – опосередкована, але важлива функція.

Типові режими роботи малих ГЕС

Робота мГЕС визначається поєднанням гідрологічного режиму річки та режиму електричного навантаження.

1. Гідрологічні режими

Повеневий та паводковий період – великі витрати, високий напір (для дериваційних схем), можливий надлишок ресурсу. Виникає задача обмеження потужності, пропуску надлишку води, забезпечення безпеки споруд.

Межень (малі витрати) – дефіцит води, зниження напору, вимушене обмеження потужності або зупинка частини агрегатів.

Сезонні коливання – характерні для снігового та змішаного живлення, що призводить до суттєвої річної нерівномірності виробітку.

Робота АСК у таких умовах повинна забезпечувати стабільність параметрів електроенергії (напруги, частоти) при змінних гідравлічних обмеженнях і не допускати небезпечних режимів для гідротехнічних споруд (перелив, кавітація, коливання рівнів).

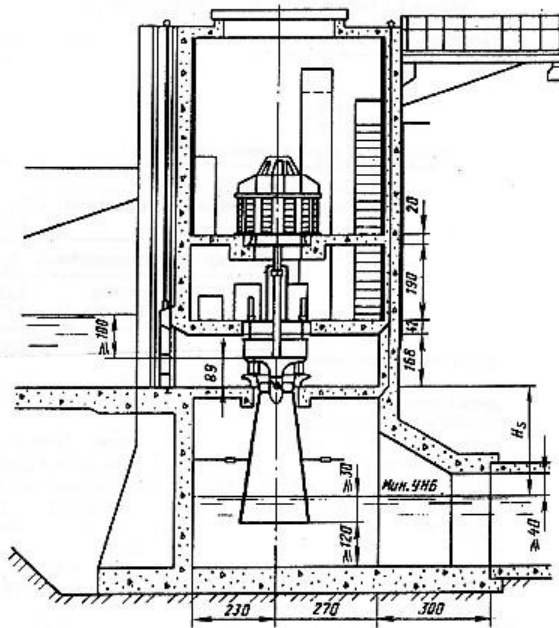
2. Режими приєднання до мережі

Паралельна робота з мережею – найпоширеніший випадок. Мала ГЕС працює як локальне джерело, підтримуючи задану потужність або $\cos\phi$, тоді як частоту задає магістральна мережа.

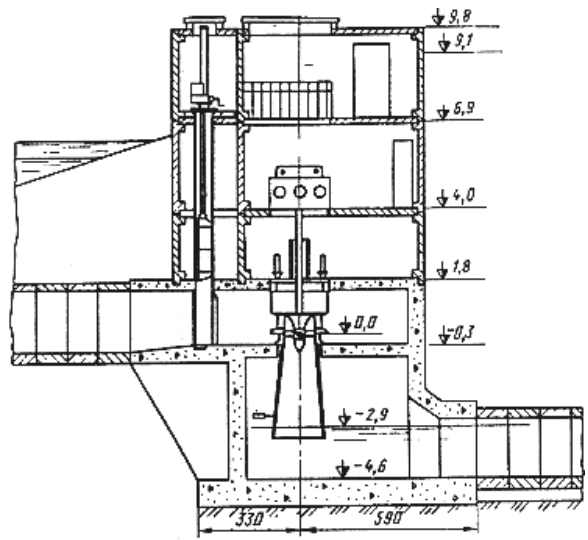
Острівний режим (ізолювана мікромережа) – характерний для віддалених районів. мГЕС фактично визначає частоту та напругу в системі, тому якість регулювання критично важлива для споживачів чутливих до відхилень параметрів живлення.

Робота в складі мікромережі та гібридних систем – вихід мГЕС підключається через перетворювачі до постійно-струмової шини; з'являється додатковий контур регулювання напруги DC та розподілу потужності між джерелами.

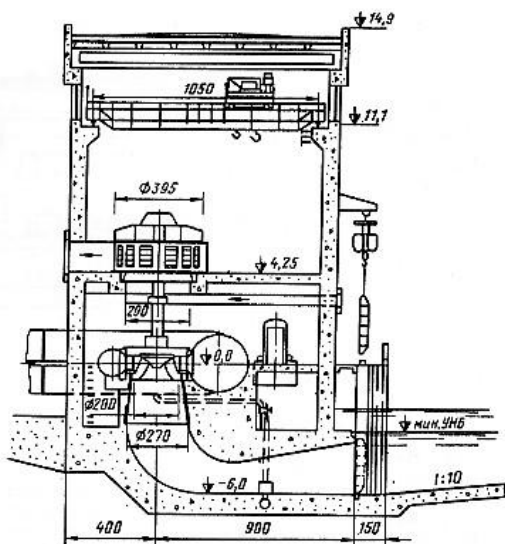
Схеми компанування ГЕС малої потужності показані на рис. 1.1.



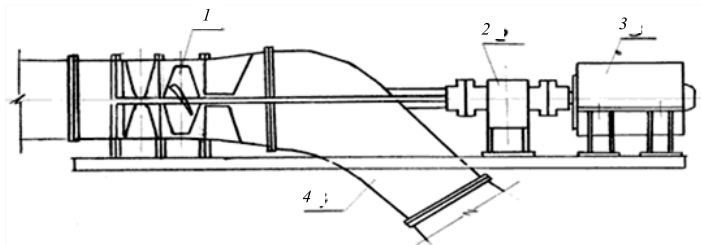
а)



б)



в)



г)

Рисунок 1.1 – Схеми ГЕС малої потужності.

а) – компонування будівлі малої ГЕС із вертикальною осью турбіною із забором води безпосередньо в турбінну камеру; б) – компонування будівлі малої ГЕС із застосуванням збірної залізобетону; в) – компонування будівлі малої ГЕС із вертикальною радіально-осьовою гідротурбіною; г) – компоновка горизонтальної ГЕС з осью гідромашинною

Переваги роботи малих ГЕС

1. Енергетичні та технічні переваги:

Відновлюваність ресурсу: джерелом енергії є природний стік річок, без витрати палива та викидів CO₂ у процесі генерації.

Високий ККД перетворення: сучасні гідротурбіни мають ККД 85–90 %, а загальний ККД станції з урахуванням генератора часто перевищує 80 %.

Тривалий термін служби: при належному обслуговуванні основні гідротурбінні агрегати можуть працювати десятки років, капітальні ремонти пов'язані переважно з механічним зношуванням та корозією.

Відносно висока маневреність: час пуску і зупинки агрегату становить хвилини, що дозволяє мГЕС відпрацьовувати зміни навантаження та, за потреби, брати участь у регулюванні частоти та напруги.

2. Системні та економічні переваги

Децентралізація генерації – зменшення втрат електроенергії в мережах, підвищення надійності постачання в периферійних районах.

Порівняно низька собівартість електроенергії після окупності капітальних вкладень, відсутність паливної складової.

Синергія з іншими ВДЕ – при поєднанні мГЕС з СЕС або ВЕС гідроелектростанція може виконувати роль «балансуючого» елемента або працювати в насосному режимі (варіант малої ГАЕС), підвищуючи ступінь використання відновлюваних джерел

Основні проблеми та недоліки роботи малих ГЕС

1. Екологічні та гідрологічні наслідки.

Хоча мГЕС позиціонуються як «екологічно чисті», практика показує, що локальний вплив на річкову екосистему може бути істотним:

Порушення гідрологічного режиму: зменшення витрати в руслі нижче водозабору, нерівномірність скидів, зміна температурного та кисневого режимів води. Це особливо критично для водотоків з малою природною витратою.

Вплив на іхтіофауну: відсутність або неефективність рибоходів, попадання риби у водоприймачі, травмування в турбінах, зміна умов нересту та міграції.

Морфологічні зміни: локальне замулення водосховищ чи дериваційних каналів, ерозія берегів, зміна конфігурації русла.

Соціально-екологічні конфлікти: міжнародні дослідження описують випадки конфліктів громад із забудовниками через зміну доступу до водних ресурсів, рекреаційних можливостей і стану екосистеми.

Ці фактори призводять до посилення вимог до екологічного моніторингу та до більш комплексного врахування екологічних обмежень під час проєктування режимів роботи мГЕС.

2. Технічні та експлуатаційні проблеми

Висока залежність від гідрологічних коливань. У малих річок спостерігаються значні сезонні й міжрічні коливання стоку. Це призводить до великого розкиду річного виробітку, періодів недовикористання встановленої потужності або простою агрегатів.

Застаріле обладнання значної частини існуючих мГЕС. На багатьох станціях використовується модернізоване обладнання старих радянських ГЕС із морально застарілими системами автоматизації, локальними регуляторами без інтегрованих систем моніторингу, діагностики та оптимізації режимів. Це обмежує можливості підвищення якості регулювання без глибокої модернізації АСК.

Недостатня автоматизація та дистанційне керування. Частина станцій працює в режимі періодичного обслуговування без повного диспетчерського моніторингу. Відсутність розвиненої АСК ускладнює:

- прогнозування та оптимізацію режимів,
- швидке реагування на аварійні ситуації,
- інтеграцію мГЕС у «розумні» енергетичні системи.

Проблеми якості електроенергії. При роботі в острівному режимі або в

слабких мережах мГЕС можуть спричиняти значні відхилення частоти та напруги, особливо при різких змінах навантаження. Дослідження експлуатації конкретних мГЕС показують, що без належного налаштування регуляторів можливі коливання частоти, підвищені перехідні процеси та збільшена кількість автоматичних відключень.

Обмеження щодо потужності та резервів. мГЕС, як правило, має невелику кількість агрегатів і обмежуючі напірні/витратні характеристики. Це знижує її здатність виконувати роль потужного резерву або гнучкого маневреного джерела в масштабі всієї енергосистеми, хоча на рівні локальної мережі її маневреність може бути високою.

Динамічна робота та моделювання малих ГЕС

Сучасні дослідження роботи мГЕС значну увагу приділяють моделюванню динамічних процесів та оцінці поведінки станцій у різних режимах. динамічна якість роботи мГЕС сильно чутлива до параметрів і структури АСК. Невдало налаштований ПІ/ПІД-регулятор може призвести до:

- надмірного перерегулювання частоти та потужності;
- збільшення часу перехідних процесів;
- зростання механічних навантажень на турбіну і генератор;
- підвищення втрат енергії у перехідних режимах.

Це безпосередньо обґрунтовує необхідність удосконалення методів налаштування та структур АСК саме для малих ГЕС.

1.3. Аналіз структури показників якості малих ГЕС

Для комплексної оцінки роботи малих гідроелектростанцій доцільно використовувати ієрархічну структуру показників якості, у якій виділяють кілька узагальнених груп:

- Енергетичні показники якості
- Динамічні (регульовальні) показники
- Електротехнічні показники якості електроенергії

- Показники надійності та автономності функціонування
- Екологічні показники якості
- Економічні та експлуатаційні показники

1. Енергетичні показники якості

1.1. Коефіцієнт використання встановленої потужності ($K_{\text{ввп}}$) – частка фактичного річного виробітку по відношенню до можливого при безперервній роботі з номінальною потужністю.

1.2. Коефіцієнти корисної дії

- ККД гідротурбіни;
- ККД генератора;
- сумарний ККД агрегату;
- ККД станції з урахуванням власних потреб.

1.3. Питомі витрати на власні потреби – відношення енергії на приводи, насоси, вентиляцію, системи автоматики до відпущеної електроенергії.

1.4. Втрати енергії в перехідних режимах – інтегральні втрати потужності при змінах навантаження, пусках/зупинках агрегатів тощо.

2. Динамічні (регульовальні) показники

2.1. Часові показники перехідних процесів:

- час встановлення регульованих величин (частоти, потужності, рівня);
- тривалість перехідних процесів при типових збуреннях (стрибок навантаження, зміна напору).

2.2. Показники точності:

- перерегулювання;
- статичні відхилення від заданих значень;
- чутливість до зміни параметрів (робастність).

2.3. Інтегральні критерії якості – IAE, ISE, ITAE для основних контурів (частота, потужність, рівень, напір).

2.4. Показники стійкості та демпфірування:

- запас стійкості;

- демпфірування коливань потужності/частоти;
- поведінка при змінах гідрологічних та режимних умов.

3. Електротехнічні показники якості електроенергії

3.1. Відхилення частоти:

- усталені відхилення;
- максимальні відхилення при перехідних.

3.2. Відхилення напруги:

- довготривалі відхилення на шинах;
- миттєві провали/підйоми напруги.

3.3. Несинусоїдальність та спотворення форми сигналу:

- повний коефіцієнт гармонік (THD);
- окремі гармоніки при роботі з перетворювачами частоти.

3.4. Коливання напруги – показники, релевантні для споживачів, чутливих до якості живлення.

4. Показники надійності та автономності

4.1. Показники надійності-

- середній час безвідмовної роботи (MTBF) агрегатів та систем автоматики;

- середній час відновлення (MTTR);
- коефіцієнт готовності станції.

4.2. Показники відмовостійкості АСК:

- частота відмов вимірювальних каналів, контролерів, мереж зв'язку;

- ефективність резервування та «м'якого» переходу в деградовані режими.

4.3. Показник автономності

- частка часу роботи в безперсональному режимі;
- частота необхідних втручань оператора;
- частка режимних ситуацій, які система здатна обробити автоматично.

5. Екологічні показники якості

5.1. Гідрологічні показники:

- дотримання мінімальної санітарної витрати в руслі;
- амплітуда та швидкість зміни рівнів у верхньому та нижньому б'єфах.

5.2. Показники впливу на іхтіофауну:

- ефективність рибоходів;
- частота/ризик потрапляння риби в гідротурбінні агрегати.

5.3. Показники стану водного середовища:

- замулення водосховища/дериваційних каналів;
- зміна температури, насичення киснем, прозорості.

6. Економічні та експлуатаційні показники

6.1. Собівартість виробленої електроенергії з урахуванням капітальних і експлуатаційних витрат.

6.2. Питомі експлуатаційні витрати – витрати на обслуговування, ремонти, персонал на одиницю виробленої енергії.

6.3. Коефіцієнт використання обладнання – співвідношення фактичного часу роботи до календарного (з урахуванням ремонтів, простоїв, гідрологічних обмежень).

Структура показників якості малих ГЕС наведена на рис. 1.3. Валив показників на ефективність ГЕС – на рис. 1.2.

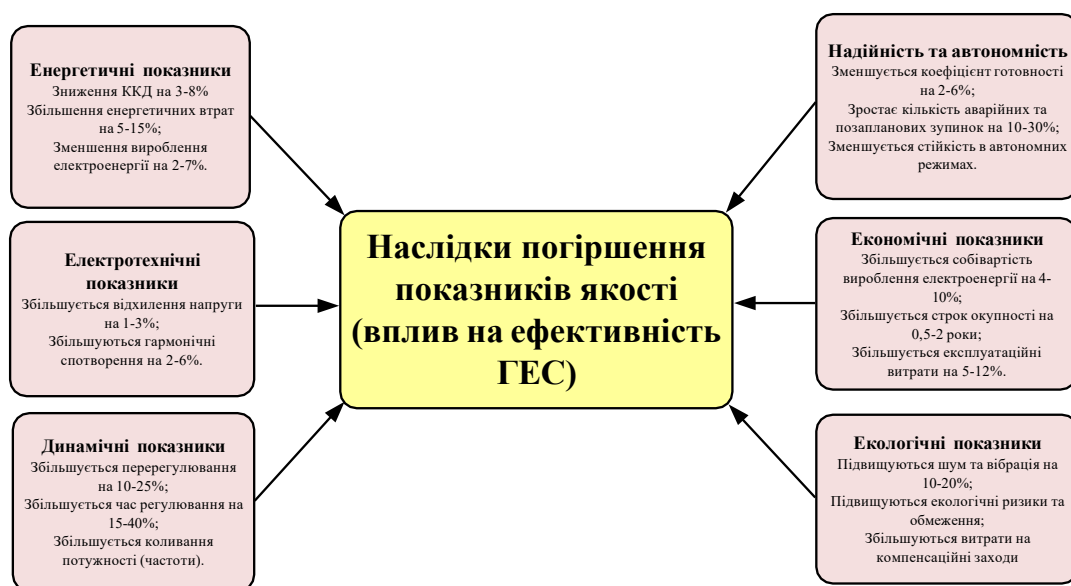


Рисунок 1.2 – Вплив показників якості малих ГЕС на ефективність їх роботи

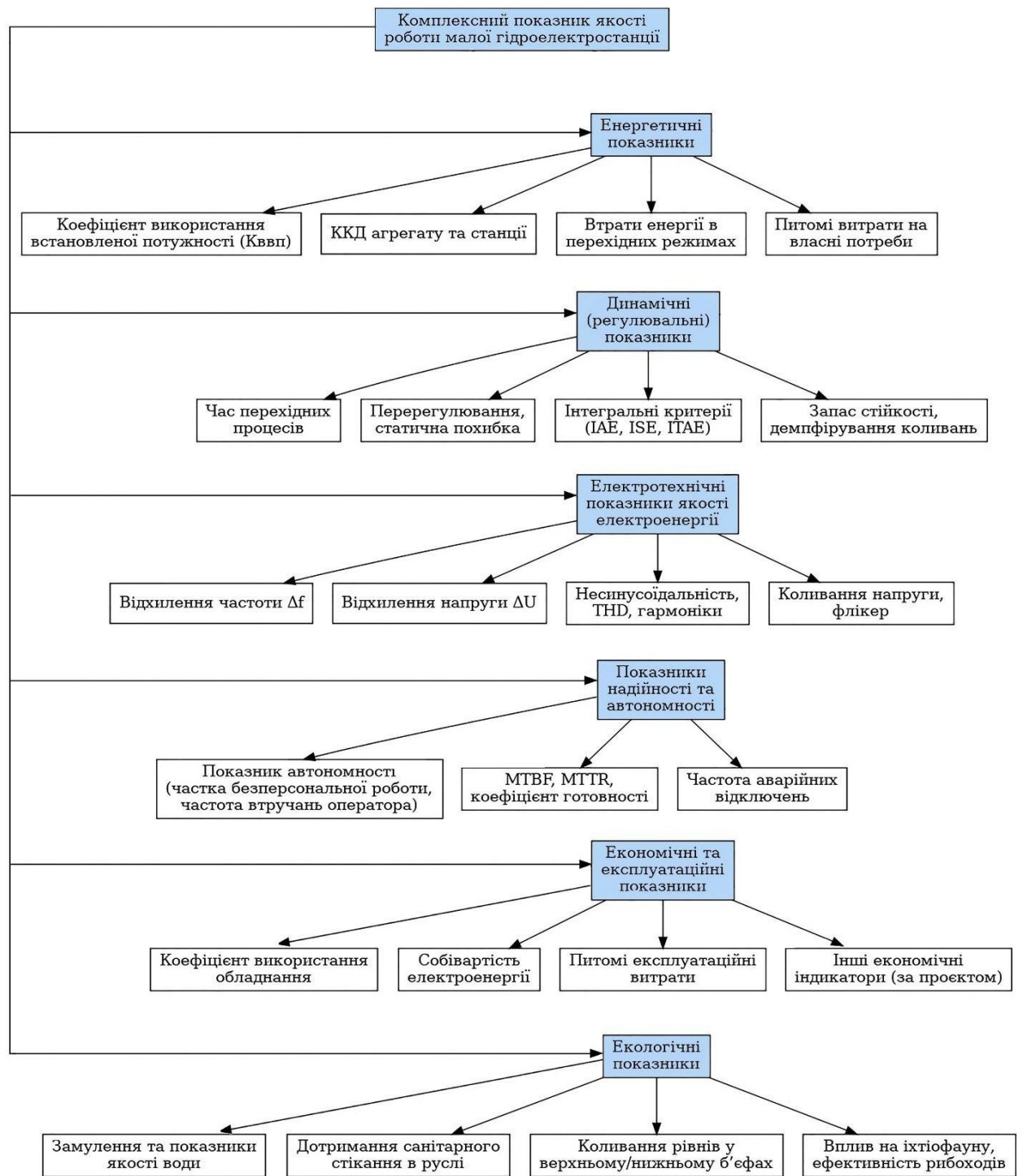


Рисунок 1.3 – Структура показників якості малих ГЕС

1.4. Аналіз систем керування малими ГЕС

Системи автоматичного керування малих гідроелектростанцій суттєво різняться за рівнем складності та функціональними можливостями залежно від потужності станції, конфігурації гідровузла, режимів роботи (паралельно з енергосистемою, в острівних мікромережах) та вимог до автономності й надійності. У загальному випадку структуру системи керування малою ГЕС доцільно розглядати як багаторівневу: рівень первинних регуляторів агрегату, рівень станції, рівень диспетчерського (централізованого) керування.

1. Структурні рівні систем керування

Рівень гідроагрегату. На цьому рівні реалізуються локальні контури керування гідротурбіною та генератором:

- турбінний регулятор: регулювання положення направляючого апарата (або частоти обертання / потужності) за сигналом відхилення частоти або активної потужності;

- система регулювання напруги та збудження генератора (АВР) – підтримання напруги й $\cos\varphi$ на шинах генератора;

- локальні захисти (перевищення швидкості, кавітація, перевищення/падіння рівнів, температур, вібрацій).

У класичних схемах малих ГЕС ці регулятори реалізовані у вигляді механічних гідравлічних регуляторів з елементами електрогідравлічної автоматики. У сучасних проєктах дедалі частіше застосовують цифрові ПЛК з програмованими ПІ/ПІД-алгоритмами, можливістю адаптації параметрів та інтеграції в SCADA.

Рівень станції.

На рівні станції система керування забезпечує:

- координацію роботи кількох агрегатів (розподіл навантаження, вибір кількості працюючих машин, чергування та запуск/зупинка агрегатів);

- керування гідротехнічними спорудами (затвори, шандори, водоскиди) з урахуванням обмежень по напору, витраті, рівнях у верхньому та нижньому

б'єфах;

- автоматизацію допоміжних систем (маслосистеми, охолодження, дренаж, вентиляція);

- збір, архівацію та візуалізацію параметрів режиму (SCADA-системи).

Високий рівень автоматизації на цьому рівні є критичним для безперсональної або малоперсональної експлуатації мГЕС.

Диспетчерський рівень.

Цей рівень об'єднує малі ГЕС у централізовані диспетчерські центри або системи керування мікромережами:

- дистанційний моніторинг та керування станціями (телеметрія, телеуправління, телесигналізація);

- інтеграція мГЕС у системи автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧ) енергосистеми;

- оптимізація режимів у складі гібридних систем (мГЕС + СЕС + ВЕС + накопичувачі).

Для малих ГЕС, розташованих у віддалених районах, диспетчеризація дозволяє різко підвищити показник автономності за рахунок зменшення потреби в постійній присутності персоналу.

2. Класичні ПІ/ПІД-системи керування гідроагрегатами

Переважає більшість існуючих малих ГЕС використовує ПІ або ПІД-регулятори для керування турбіною та генератором. Це відповідає класичній практиці керування гідроенергетичними об'єктами, коли регулятор швидкості (governor) забезпечує стабілізацію частоти/потужності, а система збудження – підтримання напруги.

Основні особливості:

- застосування математичних моделей гідроагрегату другого порядку з урахуванням інерційності водоводу, сервоприводу та моменту інерції валу;

- налаштування параметрів ПІ/ПІД-регуляторів за критеріями стійкості, часу перехідного процесу, допустимого перерегулювання;

- у більш сучасних системах – оптимізація параметрів за інтегральними критеріями (IAE, ISE, ITAE) і з урахуванням обмежень по сервоприводу й направляючому апарату.

Проблема полягає в тому, що багато малих ГЕС досі використовують застарілі регулятори з фіксованими параметрами, які не враховують:

- зміну гідрологічних умов (варіації напору, витрати);
- старіння обладнання (зміна коефіцієнтів підсилення, люфти в механізмах);
- специфіку роботи в острівному режимі або в слабких мережах.

У результаті такі системи мають збільшений час перехідних процесів, значне перерегулювання, часті спрацювання захистів і потребують регулярного ручного підлаштування параметрів оператором.

3. Сучасні тенденції: цифрові АСК, адаптивні та інтелектуальні методи

У сучасних дослідженнях і нових проектах мГЕС помітна тенденція до переходу від простих ПІ-регуляторів із фіксованими параметрами до цифрових, адаптивних та інтелектуальних систем керування. Основні напрямки удосконалення:

Цифрові ПЛК-регулятори з розширеними функціями. Замість окремих аналогових регуляторів використовують ПЛК з можливістю реалізації:

- каскадних структур (рівень → напір → потужність → частота);
- обмежувачів швидкості та амплітуди зміни положення направляючого апарата;
- протиаварійних режимів (автоматичний скид навантаження, аварійне закриття заслінок тощо);
- вбудованої діагностики датчиків і виконавчих механізмів.

Адаптивне та робастне керування.

Розробляються алгоритми, які:

- автоматично переналаштовують параметри ПІД-регулятора залежно від напору, витрати та навантаження;

- забезпечують стійкість при невизначеності параметрів моделей (робастні й H_{∞} -регулятори);

- поєднують класичні ланки з нечіткою логікою або нейронними мережами (ПД+fuzzy, нейро-ПД).

Прогнозне керування (MPC).

Для частини задач (особливо коли мГЕС працює в складі мікромережі або гібридної системи) використовують model predictive control, який дозволяє явно враховувати обмеження по напору, потужності, ресурсним параметрам і вимогам до якості електроенергії. Такий підхід забезпечує кращий компроміс між енергоефективністю, динамічною якістю й ресурсом обладнання, але потребує більш детальної моделі та обчислювальних ресурсів.

4. Особливості систем керування в острівних і мікромережевих режимах

Для малих ГЕС, що працюють в ізольованих мікромережах або як основне джерело в слабких мережах, вимоги до системи керування значно жорсткіші:

- регулятор повинен забезпечити стабільність частоти та напруги при великих відносних змінах навантаження;

- часто додають швидкодіючі контури керування (наприклад, за активною та реактивною потужністю, за напругою в точці загального приєднання);

- при роботі в мікромережах система керування мГЕС одночасно відповідає за регулювання потужності та напруги постійного струму (через перетворювальні пристрої), що вимагає додаткових контурів і логіки переключень.

У таких умовах класичні ПІ-регулятори без адаптації часто виявляються недостатніми: виникають значні відхилення частоти, часті автоматичні відключення, нестійкі режими, що обмежує можливість автономної роботи.

5. Слабкі місця існуючих систем керування малими ГЕС

На основі аналізу публікацій і практичного досвіду експлуатації можна

виділити кілька типових проблем:

1. Застарілі або спрощені системи автоматизації.

2. На багатьох мГЕС автоматизація обмежується мінімально необхідними локальними регуляторами, відсутні:

- повноцінна станційна SCADA;
- функції віддаленого моніторингу й керування;
- інструменти діагностики стану обладнання.

3. Відсутність адаптації до змінних умов.

Налаштування регуляторів виконуються разово під «середні» умови. При суттєвих змінах напору, витрати або структури навантаження якість регулювання істотно погіршується.

4. Обмежені можливості для інтеграції в сучасні енергосистеми.

Багато мГЕС не адаптовані до роботи в схемах AGC, не підтримують обмін даними за сучасними протоколами (IEC 60870-5-104, IEC 61850), що ускладнює їх залучення до балансування енергосистеми й надання допоміжних послуг.

5. Недостатня увага до екологічних і гідрологічних обмежень у алгоритмах керування.

Часто САК оптимізована лише з точки зору енергетики й динаміки, тоді як обмеження по мінімальній санітарній витраті, швидкості зміни рівнів, режимах пропуску паводків залишаються «поза контуром» автоматичного керування і віддаються на розсуд оператора.

6. Обмежена автономність.

Унаслідок перелічених факторів багато мГЕС можуть працювати без оператора лише в умовно стабільних режимах; у складніших ситуаціях потрібні часті ручні втручання. Це суперечить сучасним вимогам до безперсональної експлуатації й збільшує експлуатаційні витрати.

1.5. Аналіз нормативної бази щодо забезпечення високих показників якості малих ГЕС

На сьогодні існує ряд нормативних документів, які розглядають питання автоматичного регулювання та підтримки необхідної частоти та потужності. В них розглядаються методи і засоби забезпечення високих показників якості щодо припустимим відхиленням частоти. Для гідравлічних регуляторів цей показник складає 0,3%, для електрогідравлічних – 0,1% [51].

Але європейські енергосистеми, які є складовою частиною Інтегрованої європейської мережі системних операторів передачі електроенергії (ENTSO-E) забезпечують більш високу стабільність частоти електричного струму. Відхилення частоти не повинні перевищувати 0,06%..

Вимоги, які приведені в Наказі Міністерства палива та енергетики України від 13.06.2003 № 296 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж України. Правила» ГКД 34.20.507-2003) значно нижче. Те ж саме стосується інших нормативних документів з питань регулювання ГЕС малої потужності.

Існуючі стандарти забезпечення якості роботи гідравлічних станцій [61-95] (табл. 1.6) розглядають питання термінів та понять стосовно гідроенергетики, загальні технічні вимоги до систем керування, в тому числі комп'ютерним. Освітлено питання електрогідравлічних регуляторів, які є складовою частиною системи регулювання та інше.

Таблиця 1.6 – Основні стандарти забезпечення показників якості ГЕС

ДСТУ 7501:2014..	Розглядаються малі гідроелектростанції. Визначено терміни та поняття, які використовуються при проектування та експлуатації
СОУ НЕК 20.561:2019	Наведено методики розрахунку уставок системи АЧР, що використовує абсолютне значення частоти та швидкість зниження частоти (далі – Методика) викликана необхідністю модернізації системи АЧР для підвищення надійності роботи Об'єднаної енергетичної системи України при виникненні великих аварійних дефіцитів потужності (більш ніж 30%) енергосистеми або її окремої частини
ДСТУ EN 61850-7-410:2016 ДСТУ ІЕС/TR 61850-7-510:2016	Розглядається комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств, зокрема гідроелектростанції. Визначено вимоги щодо комунікації для моніторингу та управління ГЕС
ДСТУ ІЕС 61116:2013 ДСТУ EN 61116:2022	Визначено вимоги щодо проектування та експлуатації електромеханічного устаткування малих гідроелектростанцій
ГКД 34.21.542-93	Інструкція вміщує спільні для всіх ГЕС вимоги до експлуатації гідравлічних споруд (гребель, водоскидів, водопідвідних споруд гідротурбін, гідротехнічної частини машинних залів ГЕС, тунелів, дренажів та інших споруд, а також затворів і сміттєзатримуючих решіток)
СОУ-Н МПЕ 40.1.08.553:2005	Затверджено правила складання звіт про роботу гідроелектростанції з визначення основних показників
ДСТУ EN 62270:2022	Розглянуто вимоги щодо систем комп'ютерного керування та автоматизації гідроелектростанцій.
СОУ-Н ЕЕ 05.103:2008	Встановлює основні правила складання кошторисної документації та визначення вартості реконструкції, модернізації, капітального і поточного ремонту, технічного обслуговування основного і допоміжного обладнання гідроелектростанцій.
СОУ-Н МЕВ 40.1-00130044-103/102:2014	Наведено методичні рекомендації та правила визначення вартості реконструкції, капітального і поточного ремонту основного та допоміжного обладнання гідроелектростанцій

ДСТУ ISO 7919-5:2014	Наведено рекомендації щодо застосування критеріїв оцінювання стану агрегатів гідроелектростанцій та насосних станцій за результатами вимірювання вібрації вала у вальницях або в безпосередній близькості від них за нормальних робочих режимів їхньої експлуатації. Ці рекомендації базовано на параметрах вібрації в сталому режимі роботи та на параметрах будь-яких змін амплітуди, які можуть відбутися для цих сталих значень вібрації
ДСТУ 8296:2015	Цей стандарт установлює методику визначення гідроенергетичних ресурсів: - за наявності достатньої кількості даних результатів спостережень для заданого місця можливого розташування малої гідроелектростанції; - якщо немає деяких потрібних даних спостережень; - якщо зовсім немає даних спостережень. Цей стандарт використовують під час передпроектних розраховувань, під час орієнтовного визначення гідроенергетичних ресурсів у разі техніко-економічного обґрунтування використання гідроелектричних станцій у певному місці будівництва.
ДСТУ 2275-93	Стандарт установлює терміни та визначення основних понять у галузі поновлюваних та нетрадиційних джерел енергії.
ГНД 34.09.453-2003	Затверджено застосування показників надійності для оцінки роботи окремого устаткування, енергоустановки або об'єкта електроенергетики для аналізу надійності їх роботи, оптимізації технічних рішень під час проектування, виготовлення та експлуатації, визначення ефективності заходів щодо вдосконалення ремонтів
ДСТУ EN 50438:2015	Стандарт встановлює технічні вимоги для підключення та експлуатації певних встановлених мікрогенераторів та їхніх пристроїв захисту, незалежно від первинних джерел енергії мікрогенераторів, паралельно з низьковольтними розподільчими мережами

Структура нормативної бази показана на рис. 1.4.

Аналіз існуючих нормативних документів показав, що в них бракує нормативні методи створення та експлуатації енергоефективних систем керування, які працюють за критерієм мінімуму сумарних втрат енергії. Відсутні методичні рекомендації щодо створення спрощених систем керування, які дозволять працювати ГЕС без обслуговуючого персоналу. Відсутня методика визначення та оптимізації складу енергетичного обладнання, що дасть змогу підвищити економічні показники при будівництві ГЕС малої потужності, та зменшити строк окупності. Відсутні рекомендації з визначення комплексного показника якості роботи ГЕС малої потужності.



Рисунок 1.4 – Структура нормативної бази щодо забезпечення високих показників якості малих ГЕС

Для створення таких методик, необхідно провести теоретичні та

експериментальні дослідження, включаючи математичне моделювання елементів гідроелектричних станцій, ідентифікацію розроблених математичних моделей за результатами експериментальних досліджень, структурний і параметричний синтез спрощених регуляторів, та дослідження показників якості регулювання.

1.6. Висновки за розділом 1

Узагальнюючи результати, отримані в розділі 1, можна зробити такі висновки.

Мала гідроенергетика в Україні та світі розглядається як один із ключових напрямів розвитку відновлюваної енергетики. Для більшості країн характерні схожі тенденції: переорієнтація на децентралізовану генерацію, інтеграцію малих ГЕС у локальні та мікромережі, поєднання з іншими ВДЕ та накопичувачами енергії. Водночас в Україні розвиток малої гідроенергетики відбувається нерівномірно, супроводжується технічними, екологічними та регуляторними обмеженнями, що зумовлює необхідність підвищення ефективності та керованості таких об'єктів.

Аналіз характеристик роботи малих ГЕС показав, що вони істотно залежать від гідрологічних умов, конфігурації гідровузла та режимів приєднання до мережі. Для більшості станцій характерні значні сезонні та добові коливання напору та витрат, робота в умовах слабких мереж або автономних мікромереж, що висуває підвищені вимоги до якості регулювання потужності, частоти та напруги. Виявлено, що динамічні процеси в системі «рівень – турбіна – генератор – навантаження» мають виражені нелінійності й інерційність, а перехідні режими супроводжуються суттєвими енергетичними втратами.

На основі аналізу структури показників якості сформовано ієрархію критеріїв, які доцільно використовувати для оцінювання роботи малих ГЕС. Виділено енергетичні, динамічні (регульовальні), електротехнічні, надійнісно-

автономні, екологічні та економічно-експлуатаційні показники. Показано, що для задач автоматизованого керування найбільш критичними є комплексні критерії, які поєднують енергетичну ефективність, якість електроенергії, динаміку перехідних процесів, надійність та екологічні обмеження. Саме на цій основі може бути побудований узагальнений комплексний показник якості роботи малої ГЕС.

Аналіз сучасних систем керування засвідчив, що значна частина існуючих малих ГЕС використовує спрощені або застарілі АСК, орієнтовані переважно на локальне регулювання швидкості та напруги без належної адаптації до змінних гідрологічних і режимних умов. Недостатня розвиненість станційного та диспетчерського рівнів, обмежені можливості дистанційного моніторингу, відсутність інтегрованих функцій діагностики та оптимізації режимів призводять до збільшення часу перехідних процесів, підвищених енергетичних втрат і низького показника автономності.

Розгляд нормативної бази показав, що, з одного боку, існують загальнодержавні та галузеві стандарти, які регламентують вимоги до якості електроенергії, надійності обладнання, безпеки гідротехнічних споруд та екологічних показників. З іншого боку, специфіка малих ГЕС у чинних документах врахована недостатньо: відсутні детальні вимоги до показників якості перехідних процесів, до структури та функціональності АСК саме для малих потужностей, до кількісних критеріїв автономності.

Отже, у розділі встановлено, що між потенційними можливостями малої гідроенергетики та фактичним рівнем якості роботи малих ГЕС існує суттєве протиріччя (рис 1.5). Його основними причинами є недосконалість систем керування, відсутність узгодженого комплексного показника якості та недостатня адаптація нормативної бази до умов малої гідроенергетики. Це обґрунтовує наукову й практичну доцільність подальшої розробки удосконалених методів підвищення якості автоматизованих систем керування малими ГЕС, та визначає актуальність роботи.



Рисунок 1.5 – Протиріччя, які обумовлюють актуальність досліджень.

РОЗДІЛ 2. МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ МАЛИХ ГЕС

2.1. Розробка повної математичної моделі малих ГЕС

Основні змінні (функції часу t):

H_u, H_d – рівні води у верхньому та нижньому б'єфах, м

Q – витрата через турбіну, м³/с

y – відносне відкриття направляючого апарата (0...1)

ω – кутова швидкість вала гідроагрегату, рад/с

δ – кут ротора генератора відносно мережі (електричний кут), рад

P_m – механічна потужність турбіни, МВт

P_e, Q_e – активна та реактивна потужність генератора, МВт / Мвар

U_t – модуль напруги на виводах генератора, кВ

E_q' – внутрішня ЕРС по осі q (редукована, модель 3-го порядку), кВ

E_f – ЕРС збудження, кВ

u_g – сигнал на сервопривід направляючого апарата (вихід регулятора швидкості)

u_v – сигнал на АВР/збудження (вихід регулятора напруги)

Параметри:

ρ – густина води, кг/м³

g – прискорення вільного падіння, м/с²

A_u, A_d – площі дзеркала верхнього та нижнього б'єфів, м²

L – довжина напірного водоводу, м;

A_p – площа перерізу, м²

R_p – гідравлічний опір водоводу (тертя), м·с²/м⁵

$\eta_t(\cdot)$ – ККД турбіни (функція (Q, H, ω))

J – зведений момент інерції вала, кг·м²

D – коефіцієнт демпфування в механічній моделі

H_s – постійна інерції генератора (секунди)

x_d, x_d', x_q – синхронний, приведений та поперечний реактивні опори

генератора, о.е.

R_a – активний опір обмотки якоря

T_{do}' – стала часу перехідного процесу по осі d

K_A, T_A – коефіцієнт підсилення та стала часу АВР

K_g, T_s – коефіцієнт підсилення та стала часу сервоприводу

K_p, K_i, K_d – параметри ПІД-регулятора швидкості

D_R – коефіцієнт статизму регулятора

1. Гідравлічна підсистема: б'єфи + напірний водовід

1.1. Баланс рівнів у б'єфах

Для малої ГЕС (невеликі водосховища) можна описати зміну рівнів:

$$\frac{dH_u}{dt} = \frac{Q_{\text{вх}} - Q}{A_u}, \quad \frac{dH_d}{dt} = \frac{Q - Q_{\text{вих}}}{A_d}, \quad (2.1)$$

де $Q_{\text{вх}}$ – приплив річки / водосховища, $Q_{\text{вих}}$ – скид через водоскиди або інші споруди.

Робочий напір на турбіні:

$$H = H_u - H_d - H_{\text{втрат}}(Q), \quad (2.2)$$

де втрати у водоводі зазвичай задають квадратичним законом:

$$H_{\text{втрат}}(Q) = k_f Q |Q|, \quad (2.3)$$

k_f – коефіцієнт гідравлічних втрат.

1.1. Динаміка водоводу (жорстка водна колона)

Для напірного водоводу з «жорсткою» водною колоною (без детальної хвильової динаміки) класична модель:

$$\frac{L}{gA_p} \frac{dQ}{dt} + \frac{R_p}{gA_p^2} Q |Q| + H_{\tau}(Q, y) + H_d - H_u = 0, \quad (2.4)$$

де $H_{\tau}(Q, y)$ – «гідравлічний» напір турбіни, що залежить від витрати й відкриття направляючого апарата.

У багатьох роботах H_{τ} задають через безрозмірні характеристики турбіни (похідні по Q і y) або просто вважають $H_{\tau} = H$ біля робочої точки й використовують спрощені аперіодичні моделі типу «час наповнення» T_w :

$$T \frac{dQ}{dt} = H - H_{\text{ном}} - \alpha (Q - Q_{\text{ном}}). \quad (2.5)$$

2. Турбіна й механічна частина

2.1. Потужність і момент турбіни

Миттєва гідравлічна потужність:

$$P_{\text{гід}} = \rho g Q H. \quad (2.6)$$

Механічна потужність на валу з урахуванням ККД:

$$P_{\text{м}} = \eta_{\text{т}}(Q, H, \omega) \rho g Q H. \quad (2.7)$$

Момент турбіни:

$$M_{\text{т}} = \frac{P_{\text{м}}}{\omega}. \quad (2.8)$$

У нормованій (відносній) формі часто беруть:

$$p_{\text{м}} = f(q, h, y), \quad (2.9)$$

де $p_{\text{м}} = P_{\text{м}} / P_{\text{ном}}$, $q = Q / Q_{\text{ном}}$, $h = H / H_{\text{ном}}$.

2.2. Рівняння руху

Механічна рівновага валу «турбіна–генератор»:

$$J \frac{d\omega}{dt} = M_{\text{т}} - M_{\text{е}} - D(\omega - \omega_{\text{син}}), \quad (2.10)$$

або в о.е. (через постійну інерції

$$2H_s \frac{d\omega}{dt} = P_{\text{м}} - P_{\text{е}} - D(\omega - 1), \quad (2.11)$$

де: $\omega=1$ – синхронна швидкість (в у.о.), D – коефіцієнт демпфування (механічних втрат / аеродинаміки).

Кут ротора відносно мережі:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_{\text{син}} \quad (2.12)$$

3. Модель синхронного генератора (спрощена, 3-й порядок)

Для малих ГЕС часто достатньо моделі генератора 3-го порядку у dq -координатах:

3.1. Перехідна ЕРС по осі q

$$T'_{do} \frac{dE'_q}{dt} = -E'_q - (x'_d - x'_d) I_d + E_f, \quad (2.31)$$

де I_d, I_q – струми у dq -координатах.

3.2. Алгебраїчні рівняння напруг

$$\begin{aligned} U_d &= -R_a I_d + x'_q I_q, \\ U_q &= -R_a I_q - x'_d I_d + E'_q. \end{aligned} \quad (2.14)$$

Модуль та фаза напруги:

$$U_t = \sqrt{U_d^2 + U_q^2}, \quad \theta = \arctan \frac{U_q}{U_d}. \quad (2.15)$$

Електрична потужність:

$$\begin{aligned} P_e &= U_d I_d + U_q I_q, \\ Q_e &= U_q I_d - U_d I_q. \end{aligned} \quad (2.16)$$

Якщо генератор приєднаний до «нескінченної» мережі з фіксованою напругою $U_{мер}$, то зв'язок між U_d, U_q і напругою мережі задають через кут δ .

4. Автоматичне регулювання напруги (АВР)

Найпростіша модель АВР – аперіодична ланка першого порядку:

$$T_A \frac{dE_f}{dt} = -E_f + K_A (U_{ref} - U_t), \quad (2.17)$$

де:

U_{ref} – задана напруга (опорне значення),

E_f – сигнал збудження.

За потреби додають обмеження

$$E_{f,min} \leq E_f \leq E_{f,max} \quad (2.18)$$

та додаткові коригувальні ланки (стабілізатори, обмежувачі).

5. Регулятор швидкості та сервопривід направляючого апарата

5.1. Сервопривід направляючого апарата

Проста модель гідросервоприводу:

$$T_s \frac{dy}{dt} = -y + u_g, \quad (2.19)$$

де u_g – вихід регулятора швидкості (0...1).

5.2. ПД-регулятор швидкості з статизмом

Похибка по частоті/швидкості:

$$e_\omega = \omega_{\text{ref}} - \omega. \quad (2.20)$$

З урахуванням статизму:

$$e_R = e_\omega - D_R P_e. \quad (2.21)$$

ПД-закон:

$$u_g = K_p e + K_i \int e dt + K_d \frac{de_R}{dt}, \quad (2.22)$$

з насиченнями $0 \leq u_g \leq 1$.

6. Узагальнена станова модель

Якщо об'єднати підсистеми, отримаємо систему диференціальних рівнянь виду:

$$\dot{x} = f(x, u, p), \quad y = g(x, u, p), \quad (2.23)$$

де вектор стану, наприклад:

$$x = \left[H_u \quad H_d \quad Q \quad \omega \quad \delta \quad E'_q \quad E'_f \quad y \quad \xi \right]^T \quad (2.24)$$

ξ – інтегральна змінна ПД-регулятора ($\xi = e_R$), а вектор керуючих дій:

$$u = \left[U_{\text{ref}} \quad \omega_{\text{ref}} \right]^T \quad (2.25)$$

2.2. Розробка спрощеної математичної моделі

Лінеаризовану модель можна записати у вигляді:

$$\Delta x = A \Delta x + B \Delta u \quad (2.26)$$

1. Вибір вектора стану та входів

Вводимо відхилення від робочої точки (номінального режиму):

$\Delta H_u = H_u - H_{u0}$ – відхилення рівня у верхньому б'єфі

$\Delta H_d = H_d - H_{d0}$ – у нижньому б'єфі

$\Delta Q = Q - Q_0$ – витрата через турбіну

$\Delta \omega = \omega - \omega_0$ – кутова швидкість вала (зазвичай $\omega_0 = \omega_{\text{син}}$)

$\Delta\delta = \delta - \delta_0$ – електричний кут ротора

$\Delta E_q' = E_q' - E_{q0}'$ – перехідна ЕРС генератора

$\Delta E_f = E_f - E_{f0}$ – ЕРС збудження

$\Delta y = y - y_0$ – відносне відкриття направляючого апарата

$\Delta\xi = \xi - \xi_0$ – інтегральна змінна ПІ-регулятора швидкості

Тоді вектор стану:

$$\Delta x = \begin{bmatrix} \Delta H_u \\ \Delta H_d \\ \Delta Q \\ \Delta \omega \\ \Delta \delta \\ \Delta E_q' \\ \Delta E_f \\ \Delta y \\ \Delta \xi \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

Вектор входів (керуючих дій і збурень):

$\Delta Q_{\text{вх}}$ – зміна притоку у верхній б'єф

$\Delta Q_{\text{вих}}$ – зміна скиду з нижнього б'єфу/водоскиду

ΔU_{ref} – зміна уставки напруги АВР

$\Delta \omega_{\text{ref}}$ – зміна уставки частоти (або еквівалентний сигнал задання потужності)

$$\Delta u = \begin{bmatrix} \Delta Q_{\text{вх}} \\ \Delta Q_{\text{вих}} \\ \Delta U_{\text{ref}} \\ \Delta \omega_{\text{ref}} \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

2. Лінеаризовані диференціальні рівняння

- Баланс рівня у верхньому б'єфі:

$$\frac{dH_u}{dt} = \frac{Q_{\text{вх}} - Q}{A_u} \Rightarrow \frac{d\Delta H_u}{dt} = -\frac{1}{A_u} \Delta Q + \frac{1}{A_u} \Delta Q_{\text{вх}} \quad (2.29)$$

- Баланс рівня у нижньому б'єфі:

$$\frac{dH_d}{dt} = \frac{Q - Q_{\text{вих}}}{A_d} \Rightarrow \frac{d\Delta H_d}{dt} = \frac{1}{A_d} \Delta Q - \frac{1}{A_d} \Delta Q_{\text{вих}}. \quad (2.30)$$

- Динаміка витрати у напірному водоводі.

Беремо узагальнену модель «жорсткої водяної колони» у вигляді:

$$T_w \frac{dQ}{dt} = H_u - H_d - H_t(Q, y) - H_{\text{втрат}}(Q), \quad (2.31)$$

де $T_w = \frac{L}{gA_p}$ – час наповнення, H_t – «турбінний напір», $H_{\text{втрат}}$ – втрати у водоводі.

Лінеаризація дає:

$$\frac{d\Delta Q}{dt} = \frac{1}{T_w} \Delta H_u - \frac{1}{T_w} \Delta H_d - \frac{K_{HQ}}{T_w} \Delta Q - \frac{K_{Hy}}{T_w} \Delta y, \quad (2.32)$$

де коефіцієнти – похідні при робочій точці:

$$K_{HQ} = \left. \frac{\partial (H_t + H_{\text{втрат}})}{\partial Q} \right|_0, \quad K_{Hy} = \left. \frac{\partial H_t}{\partial y} \right|_0. \quad (2.33)$$

- Рівняння механічної частини:

$$2H_s \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e - D(\omega - \omega_0). \quad (2.34)$$

Після лінеаризації:

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{2H_s} \left(\begin{array}{l} K_{Pm, H_u} \Delta H_u + K_{Pm, H_d} \Delta H_d + K_{Pm, Q} \Delta Q + \\ + K_{Pm, y} \Delta y - K_{Pe, \delta} \Delta \delta - K_{Pe, E} \Delta E - D \Delta \omega \end{array} \right) \quad (2.35)$$

де: K_{Pm} – похідні механічної потужності $P_m = \eta_t \rho g Q H$ за відповідними змінними;

$$K_{Pe, \delta} = \left. \frac{\partial P_e}{\partial \delta} \right|_0, \quad K_{Pe, E} = \left. \frac{\partial P_e}{\partial E} \right|_0 \quad (2.36)$$

– синхронізуючі коефіцієнти.

- Кут ротора:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 \Rightarrow \frac{d\Delta\delta}{dt} = \Delta\omega. \quad (2.37)$$

- Динаміка перехідної ЕРС генератора

$$T'_{do} \frac{dE'_q}{dt} = -E'_q - (x'_d - x_d) I'_d + E_f. \quad (2.38)$$

У малих відхиленнях:

$$\frac{d\Delta E'_q}{dt} = a_{61}\Delta\delta + a_{66}\Delta E'_q + a_{67}\Delta E_f, \quad (2.39)$$

$$\text{де } a_{66} = \frac{-1 - (x'_d - x_d) \left. \frac{\partial I'_d}{\partial E'_q} \right|_0}{T'_{do}}, \quad a_{61} = \frac{-(x'_d - x_d) \left. \frac{\partial I'_d}{\partial \delta} \right|_0}{T'_{do}}, \quad a_{67} = \frac{1}{T'_{do}}. \quad (2.40)$$

- АВР (регулятор напруги)

$$T_A \frac{dE_f}{dt} = -E_f + K_A (U_{\text{ref}} - U_t). \quad (2.41)$$

Лінеаризація:

$$\frac{d\Delta E_f}{dt} = -\frac{1}{T_A} \Delta E_f - \frac{K_A}{T_A} \left(\left. \frac{\partial U_t}{\partial \delta} \right|_0 \Delta\delta + \left. \frac{\partial U_t}{\partial E'_q} \right|_0 \Delta E'_q \right) + \frac{K_A}{T_A} \Delta U_{\text{ref}}. \quad (2.42)$$

Позначимо:

$$K_{U,\delta} = \left. \frac{\partial U_t}{\partial \delta} \right|_0, \quad K_{U,E} = \left. \frac{\partial U_t}{\partial E'_q} \right|_0. \quad (2.43)$$

Тоді:

$$\frac{d\Delta E_f}{dt} = -\frac{K_A K_{U,\delta}}{T_A} \Delta\delta - \frac{K_A K_{U,E}}{T_A} \Delta E'_q - \frac{1}{T_A} \Delta E_f + \frac{K_A}{T_A} \Delta U_{\text{ref}}. \quad (2.44)$$

- Сервопривід направляючого апарата:

$$T_s \frac{dy}{dt} = -y + u_g. \quad (2.45)$$

Вихід регулятора швидкості (візьмемо ПІ для стислості):

$$u_g = K_p e_R + K_i \xi, \quad e_R = \omega_{\text{ref}} - \omega - D_R P e. \quad (2.46)$$

У малих відхиленнях:

$$\Delta e_R = \Delta \omega_{\text{ref}} - \Delta \omega - D \left(K_{Pe,\delta} \Delta\delta + K_{Pe,E} \Delta E'_q \right). \quad (2.47)$$

Тоді:

$$\frac{d\Delta y}{dt} = -\frac{1}{T_s} \Delta y + \frac{K_p}{T_s} \Delta e_R + \frac{K_i}{T_s} \Delta \xi. \quad (2.48)$$

Підставивши Δe_R :

$$\frac{d\Delta y}{dt} = -\frac{1}{T_s} \Delta y + \frac{K_p}{T_s} \left(\Delta \omega_{\text{ref}} - \Delta \omega - D K_{R, Pe, \delta} \Delta \delta - D K_{R, Pe, E} \Delta E' \right) + \frac{K_i}{T_s} \Delta \xi. \quad (2.49)$$

Інтегратор регулятора швидкості:

$$\frac{d\xi}{dt} = e_R \Rightarrow \frac{d\Delta \xi}{dt} = \Delta \omega_{\text{ref}} - \Delta \omega - D K_{R, Pe, \delta} \Delta \delta - D K_{R, Pe, E} \Delta E'. \quad (2.50)$$

3. Матричний вигляд $\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u$

Зіб'ємо усе разом. У загальному вигляді:

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u. \quad (2.51)$$

Матриця A :

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 0 & -\frac{1}{A_u} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{A_d} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{T_w} & -\frac{1}{T_w} & -\frac{K_{HQ}}{T_w} & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{K_{Hy}}{T_w} & 0 \\ K_{Pm,H} & K_{Pm,H} & K_{Pm,Q} & -\frac{D}{2H} & -\frac{K_{Pe,\delta}}{2H} & -\frac{K_{Pe,E}}{2H} & 0 & \frac{K_{Pm,y}}{2H} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{a_{61}}{K_A K_{U,\delta}} & \frac{a_{66}}{K_A K_{U,E}} & a_{67} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{K_p D_R^A K_{Pe,\delta}}{T_s} & -\frac{K_p D_R^A K_{Pe,E}}{T_s} & -\frac{1}{T_A} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{K_p}{T_s} & -\frac{K_p D_R^A K_{Pe,\delta}}{T_s} & -\frac{K_p D_R^A K_{Pe,E}}{T_s} & 0 & \frac{1}{T_s} & \frac{K}{T_s} \\ 0 & 0 & 0 & -1 & -D_R K_{Pe,\delta} & -D_R K_{Pe,E} & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.52)$$

Матриця B :

$$B = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{A_u} & & & \\ 0 & -\frac{1}{A_d} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{K_A}{T_A} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{K_p}{T_s} \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.53)$$

тут: a_{61}, a_{66}, a_{67} – коефіцієнти, пов’язані з похідними I_d за δ, E_q' ;

усі K – похідні, взяті в робочій точці, які можна або обчислити аналітично з повної моделі (через характеристики турбіни й генератора), або отримати чисельно за моделлю у MATLAB/Simulink.

2.3. Математичне моделювання втрат енергії в малих ГЕС

1. Загальна енергетична схема малої ГЕС

Повний доступний напір річки (геодезичний напір):

$$H_{\text{повн}} = z_u - z_d, \quad (2.54)$$

де z_u, z_d – відмітки рівнів верхнього і нижнього б’єфів.

Корисний (нетто) напір на турбіні:

$$H_{\text{нетто}} = H_{\text{повн}} - \sum H_{\text{втрат}}, \quad (2.55)$$

де $\sum H_{\text{втрат}}$ – сумарні гідравлічні втрати у водоприймачі, водоводах, засувках, турбіні тощо.

Миттєва гідравлічна потужність потоку:

$$P_{\text{Гід}} = \rho g Q H_{\text{повн}}, \quad (2.56)$$

корисна механічна потужність на валу турбіни:

$$P_{\text{мех}} = \rho g Q H_{\text{нетто}} \eta_t. \quad (2.57)$$

Втрати потужності на гідротрактах і в турбіні:

$$\Delta P_{\text{гід}} = \rho g Q \sum H_{\text{втрат}}. \quad (2.58)$$

2. Гідравлічні втрати в напірних трактах малої ГЕС

2.1. Лінійні втрати у напірному водоводі

Для сталого потоку в трубопроводі:

$$H_f = \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g}, \quad (2.59)$$

де L – довжина водоводу, D – діаметр, λ – коефіцієнт гідравлічного тертя, v – середня швидкість води в трубі:

$$v = \frac{4Q}{\pi D^2}. \quad (2.60)$$

Тоді

$$H_f(Q) = \lambda \frac{L}{D} \frac{1}{2g} \left(\frac{4Q}{\pi D^2} \right)^2 = k_f Q^2, \quad (2.61)$$

$$\text{де } k_f = \lambda \frac{L}{D} \frac{8}{\pi^2 g D^4}.$$

2.2. Місцеві втрати

Виділяють місцеві втрати на:

- вході у водоприймач,
- перепадах перерізу,
- засувках, клапанах,
- поворотах, трійниках і т.п.

Сумарний напір місцевих втрат:

$$H_\ell = \sum_i \zeta_i \frac{v^2}{2g} = \left(\sum_i \zeta_i \right) \frac{v^2}{2g} = k_\ell Q^2, \quad (2.62)$$

де ζ_i – локальні коефіцієнти опору, k_ℓ – зведений коефіцієнт втрат, знову пропорційний Q^2 .

2.3. Сумарні гідравлічні втрати:

$$H_{\text{гид}}(Q) = H_f + H_\ell = (k_f + k_\ell)Q^2 = k_\Sigma Q^2. \quad (2.63)$$

Відповідні енергетичні втрати:

$$\Delta P_{\text{гид}}(Q) = \rho g Q H_{\text{гид}}(Q) = \rho g k_\Sigma Q^3. \quad (2.64)$$

Для малих ГЕС це критично, бо при невеликих напорах навіть порівняно невеликі $H_{\text{гид}}$ дають суттєве зменшення корисного напору.

3. Втрати в гідротурбіні малої ГЕС

Гідротурбіна має гідравлічні, об'ємні та механічні втрати.

3.1. ККД турбіни та напірні втрати

Загальний ККД:

$$\eta_T = \eta_h \eta_v \eta_m, \quad (2.65)$$

де η_h – гідравлічний, η_v – об'ємний (витоки), η_m – механічний (тертя в підшипниках тощо).

Потужність потоку на вході турбіни:

$$P_{\text{вх,т}} = \rho g Q H_{\text{нетто}}. \quad (2.66)$$

Корисна механічна потужність на валу:

$$P_{\text{мех}} = \eta_t \rho g Q H_{\text{нетто}}. \quad (2.67)$$

Втрати потужності в турбіні:

$$\Delta P_T = P_{\text{вх,т}} - P_{\text{мех}} = (1 - \eta_t) \rho g Q H_{\text{нетто}}. \quad (2.68)$$

Еквівалентний «втрачений» напір у турбіні:

$$H_{\text{т,втр}} = (1 - \eta_t) H_{\text{нетто}}. \quad (2.69)$$

Для малих ГЕС характерно, що при роботі поза оптимальною точкою (часткові навантаження, змінний напір) η_t помітно падає, тобто зростає $H_{\text{т,втр}}$.

4. Механічні втрати в агрегаті

Механічні втрати ΔP_M пов'язані з:

тертям у підшипниках, ущільненнях,

вентиляційними втратами ротора генератора.

Їх часто описують пропорційністю частоті обертання:

$$\Delta P_M \approx k_M \omega^2, \quad (2.70)$$

або у відносних одиницях через коефіцієнт демпфування D :

$$2H \frac{d\Delta\omega}{dt} = \Delta P_s - \Delta P_m - D\Delta\omega, \quad (2.71)$$

де доданок $D\Delta\omega$ моделює механічні «енергетичні втрати» при відхиленнях частоти.

5. Електричні втрати: генератор, трансформатор, мережа

5.1. Втрати в генераторі

Загальні втрати в генераторі:

$$\Delta P_g = \Delta P_{\text{мідь}} + \Delta P_{\text{сталь}} + \Delta P_{\text{доп}}, \quad (2.72)$$

де $\Delta P_{\text{мідь}} = 3I^2 R_a$ – втрати в обмотці якоря, $\Delta P_{\text{сталь}}$ – магнітні втрати в осерді (залежать від напруги та частоти), $\Delta P_{\text{доп}}$ – вентиляційні, додаткові, випрямлячі тощо.

ККД генератора:

$$\eta_g = \frac{P_{\text{ел.вих}}}{P_{\text{мех.вх}}} = 1 - \frac{\Delta P_g}{P_{\text{мех.вх}}}. \quad (2.73)$$

5.2. Втрати в трансформаторі та внутрішніх мережах

Для силового трансформатора:

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{х.х.}} + \Delta P_{\text{к.з.}}, \quad (2.74)$$

де $\Delta P_{\text{х.х.}}$ – втрати холостого ходу (майже постійні), $\Delta P_{\text{к.з.}}$ – навантажувальні втрати I^2 .

Втрати в кабелях/шинах:

$$\Delta P_{\text{лінії}} = 3I^2 R_{\phi}, \quad (2.75)$$

6. Баланс потужності малої ГЕС

Загальний баланс можна записати як:

$$P_{\text{гід}} = \Delta P_{\text{гід}} + \Delta P_{\text{т}} + \Delta P_{\text{м}} + \Delta P_{\text{г}} + \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{лінії}} + P_{\text{ел.вих}} \quad (2.76)$$

або, виділяючи корисну електричну потужність на виході малої ГЕС:

$$P_{\text{ел.вих}} = P_{\text{гід}} - \sum \Delta P_i. \quad (2.77)$$

Звідси загальний ККД малої ГЕС:

$$\eta_{\Sigma} = \frac{P_{\text{ел.вих}}}{P_{\text{гід}}} = \eta_{\text{гідротрактів}} \eta_t \eta_g \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{лінії}}, \quad (2.78)$$

$$\text{де } \eta_{\text{гідротрактів}} = \frac{H_{\text{нетто}}}{H_{\text{повн}}} = 1 - \frac{\sum H_{\text{гід}}}{H_{\text{повн}}},$$

7. Енергетичні втрати за період роботи

Якщо станція працює в режимі, що змінюється в часі, енергетичні втрати за інтервал $[0, T]$:

$$E_{\text{втрат}} = \int_0^T \sum \Delta P_i(t) dt, \quad (2.79)$$

де $\Delta P_i(t)$ – миттєві втрати в кожному елементі.

При квазісталих режимах:

$$E_{\text{втрат}} = \sum \Delta P_i \cdot T. \quad (2.80)$$

2.4. Математичне моделювання втрат енергії через неідеальне керування

2.4.1. Загальна математична модель втрат енергії через неідеальне керування

1. Базова формула втрат енергії через неідеальне керування

Нехай $P_{\text{опт}}(t)$ – оптимальна потужність малої ГЕС (за ідеальної системи керування, при тих самих гідрологічних умовах); $P_{\text{ел}}(t)$ – фактична електрична потужність станції.

Тоді втрати енергії, зумовлені неідеальним керуванням, за період $[0; T]$:

$$E_{\text{втрат.кер}} = \int_0^T (P_{\text{опт}}(t) - P_{\text{ел}}(t)) dt. \quad (2.81)$$

2. Поділ на стаціонарну та перехідну складові

Записуємо:

$$E_{\text{втрат.кер}} = E_{\text{ст}} + E_{\text{пер}}, \quad (2.82)$$

де:

- стаціонарна складова (через неправильні уставки, статизм, зміщення

робочої точки):

$$E_{ст} = (P_{опт.ст} - P_{ел.ст})T_{эф}, \quad (2.83)$$

$P_{опт.ст}, P_{ел.ст}$ – оптимальна та фактична потужність у сталому режимі,

$T_{эф}$ – ефективна тривалість роботи в цьому режимі;

- перехідна складова (затягнуті перехідні процеси, перерегулювання):

$$E_{пер} = \int_0^{T_{пер}} (P_{опт.ст} - P_{ел}(t))dt, \quad (2.84)$$

де $T_{пер}$ – тривалість перехідного процесу.

3. Лінеаризована модель поблизу робочої точки

Біля робочої точки (Q_0, H_0, ω_0) можна наближено записати:

$$P_{ел}(t) = P_{опт}(t) - k_Q \Delta Q(t) - k_H \Delta H(t) - k_\omega \Delta \omega(t), \quad (2.85)$$

де:

$$\begin{aligned} \Delta Q(t) &= Q(t) - Q_0, \\ \Delta H(t) &= H(t) - H_0, \\ \Delta \omega(t) &= \omega(t) - \omega_0 \end{aligned} \quad (2.86)$$

– відхилення відповідних параметрів;

$$\begin{aligned} k_Q &= \left. \partial P / \partial Q \right|_0, \\ k_H &= \left. \partial P / \partial H \right|_0, \\ k_\omega &= \left. \partial P / \partial \omega \right|_0 \end{aligned} \quad (2.87)$$

Тоді:

$$E_{втрат, кер} = k_Q \int_0^T \Delta Q(t) dt + k_H \int_0^T \Delta H(t) dt + k_\omega \int_0^T \Delta \omega(t) dt. \quad (2.88)$$

4. Квадратичний критерій для оптимізації регуляторів

Для синтезу системи керування зручно перейти до квадратичного критерію, який прямо пов'язаний із втратами енергії:

$$E_{втрат, кер} = K_Q \int_0^T (\Delta Q(t))^2 dt + K_H \int_0^T (\Delta H(t))^2 dt + K_\omega \int_0^T (\Delta \omega(t))^2 dt, \quad (2.89)$$

де: K_Q, K_H, K_ω – вагові коефіцієнти, вибрані пропорційно до чутливості потужності за витратою, напором та швидкістю (тобто пов'язані з Q^2, k_H^2, k_ω^2).

Цей вираз можна прямо використовувати як критерій оптимізації

параметрів регуляторів малої ГЕС: зменшення $E_{\text{втрат, кер}}$ означає зменшення «надлишкових» енергетичних втрат через неякісну роботу системи автоматичного керування.

2.4.2. Математична модель втрат енергії через неідеальне керування з урахуванням відхилень

1. Перехід від $\Delta\omega$ до помилки по частоті

Маємо кутову швидкість і частоту:

$$\omega(t) = 2\pi f(t), \quad \omega_0 = 2\pi f_0. \quad (2.90)$$

Відхилення:

$$\Delta\omega(t) = \omega(t) - \omega_0 = 2\pi(f(t) - f_0) = 2\pi\Delta f(t). \quad (2.91)$$

Вводимо помилку по частоті:

$$e_f(t) = f_{\text{зад}} - f(t). \quad (2.92)$$

У нормальній роботі $f_{\text{зад}} = f_0$, тому:

$$\Delta f(t) = -e_f(t) \quad (2.93)$$

а тоді

$$\Delta\omega(t) = 2\pi\Delta f(t) = -2\pi e_f(t). \quad (2.94)$$

Підставимо у квадратичний член у критерії енергетичних втрат (попередньо мали):

$$K_\omega \int_0^T (\Delta\omega(t))^2 dt. \quad (2.95)$$

Тепер:

$$K_\omega \int_0^T (\Delta\omega(t))^2 dt = K_\omega \int_0^T (2\pi e_f(t))^2 dt = K_\omega (2\pi)^2 \int_0^T (e_f(t))^2 dt \quad (2.96)$$

Вводимо новий коефіцієнт:

$$K_f = K_\omega (2\pi)^2 \quad (2.97)$$

і переписуємо:

$$K_\omega \int_0^T (\Delta\omega(t))^2 dt = K_f \int_0^T (e_f(t))^2 dt. \quad (2.98)$$

Це дає прямий зв'язок між помилкою по частоті і внеском цієї помилки у втрати енергії.

2. Додавання напруги: від ΔU до помилки по напрузі

Аналогічно вводимо відхилення напруги:

$$\Delta U(t) = U(t) - U_0 \quad (2.99)$$

та помилку по напрузі:

$$e_U(t) = U_{\text{зад}} - U(t). \quad (2.100)$$

За умови, що уставка дорівнює номіналу $U_{\text{зад}} = U_0$, маємо:

$$\Delta U(t) \approx -e_U(t). \quad (2.101)$$

Енергетично відхилення напруги веде до додаткових втрат у міді, додаткових магнітних втрат в осерді, погіршення режиму роботи приєднаних споживачів.

У спрощеному узагальненому вигляді це можна описати квадратичною формою:

$$\Delta P_U(t) = k_U (\Delta U(t))^2 \quad (2.102)$$

і тоді енергія втрат через відхилення напруги:

$$E_U = \int_0^T \Delta P_U(t) dt = k_U \int_0^T (\Delta U(t))^2 dt. \quad (2.103)$$

Підставляючи $\Delta U(t) = -e_U(t)$:

$$E_U = k_U \int_0^T (e_U(t))^2 dt \quad (2.104)$$

і отримаємо додатковий доданок до енергетичного критерію.

3. Єдиний комплексний показник якості АСК малої ГЕС

Раніше описано спрощений критерій втрат через неідеальне керування:

$$E_{\text{втрат, кер}} = K_Q \int_0^T (\Delta Q(t))_2 dt + K_H \int_0^T (\Delta H(t))_2 dt + K_\omega \int_0^T (\Delta \omega(t))_2 dt. \quad (2.105)$$

Після заміни $\Delta \omega \rightarrow e_f$ та додавання напруги отримуємо розширений показник втрат керування:

$$E_{\text{втрат, кер}} = K_Q \int_0^T (\Delta Q(t))^2 dt + K_H \int_0^T (\Delta H(t))^2 dt + K_f \int_0^T (e_f(t))^2 dt + K_U \int_0^T (e_U(t))^2 dt \quad (2.106)$$

Щоб отримати безрозмірний комплексний показник якості АСК малої ГЕС, нормуємо це значення на доступну гідравлічну енергію за той самий період:

$$E_{\text{гід, доступ}} = \int_0^T \rho g Q(t) H(t) dt. \quad (2.107)$$

Тоді:

$$I_{\text{АСК}} = \frac{E_{\text{втрат, кер}}}{E_{\text{гід, доступ}}} = \frac{K_Q \int_0^T (\Delta Q(t))^2 dt + K_H \int_0^T (\Delta H(t))^2 dt + K_f \int_0^T (e_f(t))^2 dt + K_U \int_0^T (e_U(t))^2 dt}{\int_0^T \rho g H(t) Q(t) dt} \quad (2.108)$$

Це є комплексний показник якості системи керування малою ГЕС, що враховує втрати енергії через відхилення гідравлічних параметрів, частоти та напруги.

2.5. Математичне моделювання показників якості малих ГЕС

2.5.1. Моделювання критеріїв якості ГЕС малої потужності

Якість роботи малих гідроелектростанцій (мГЕС) доцільно оцінювати за комплексом критеріїв, які охоплюють енергетичні, регулювальні (динамічні), електротехнічні, експлуатаційні та екологічні показники. Для задачі автоматизованого керування особливу роль відіграють саме ті критерії, які залежать від структури й налаштування системи автоматичного керування (САК).

1. Енергетичні критерії

1.1. Середньорічний коефіцієнт використання встановленої потужності ($K_{\text{ввп}}$)

$$K_{\text{ввп}} = \frac{W_{\text{факт}}}{P_{\text{уст}} T_{\text{рік}}}, \quad (2.109)$$

де $W_{\text{факт}}$ – фактичний річний виробіток електроенергії, $P_{\text{уст}}$ – встановлена потужність мГЕС, $T_{\text{рік}}$ – тривалість року (8760 год).

Критерій якості:

$$I_{\text{ВВП}} = \frac{K_{\text{ВВП}}}{K_{\text{ВВП}}^*}, \quad (2.110)$$

де $K_{\text{ВВП}}^*$ – бажане (референтне) значення коефіцієнту.

Чим більший $K_{\text{ВВП}}$, тим повніше станція використовує гідропотенціал та встановлену потужність. САК впливає на нього через зменшення простоїв, оптимізацію режимів при змінному стоку, запобігання аварійним зупинкам.

1.2. Коефіцієнт корисної дії гідроагрегату та станції (η)

- ККД гідротурбіни $\eta_{\text{т}}$
- ККД генератора $\eta_{\text{г}}$
- Загальний ККД агрегату $\eta_{\text{агр}} = \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{г}}$
- ККД станції з урахуванням допоміжних споживачів $\eta_{\text{ст}}$

Критерій якості:

$$I_{\eta} = \frac{\eta_{\text{агр}}}{\eta_{\text{агр}}^*}, \text{ або } I_{\eta} = \frac{\eta_{\text{ст}}}{\eta_{\text{ст}}^*}, \quad (2.111)$$

де $\eta_{\text{агр}}^*$ – бажане (референтне) значення ККД

Налаштування АСК (режим відкриття направляючого апарата, робота при оптимальному напорі/витраті, мінімізація перехідних режимів) впливають на те, наскільки близько реальні режими знаходяться до «оптимального» діапазону ККД.

1.2. Питомі витрати енергії на власні потреби ($q_{\text{вп}}$)

$$q_{\text{вп}} = \frac{W_{\text{власні потреби}}}{W_{\text{відпущена}}}, \quad (2.112)$$

де у чисельнику – енергія на приводи заслінок, насосів, вентиляцію тощо. Сучасна АСК дозволяє зменшувати ці витрати (раціональні алгоритми запуску/зупинки обладнання, режим «чергування» тощо).

Критерій якості:

$$I_{q_{\text{ВП}}} = 1 - q_{\text{ВП}}. \quad (2.113)$$

1.3. Втрати енергії в перехідних режимах

Можна визначати як різницю між енергією, яку міг би виробити агрегат при «ідеальному» (стаціонарному) режимі, і фактичною енергією за період перехідного процесу:

$$\Delta W_{\text{перех}} = \int_0^{T_{\text{перех}}} (P_{\text{опт}} - P(t)) dt. \quad (2.114)$$

Критерій якості:

$$I_{W_{\text{пер}}} = 1 - \frac{W_{\text{пер}}}{W_{\text{пер}}^*}. \quad (2.115)$$

АСК високої якості мінімізує $\Delta W_{\text{перех}}$ за рахунок швидкого й безперерегульного відпрацювання змін навантаження або напору.

2. Динамічні (регулювальні) критерії

Для оцінки якості САК гідроагрегату використовують класичні часові та інтегральні критерії.

2.1. Час перехідного процесу $t_{\text{пер}}$ – час від моменту збурення до входження регульованої величини (частоти, потужності, рівня) в задану смугу $\pm\Delta$ (наприклад, $\pm 2\%$).

2.2. Перерегулювання σ (%)

$$\sigma = \frac{y_{\text{max}}}{y_{\text{уст}}} - 1100\%, \quad (2.116)$$

де y_{max} – максимальне значення регульованої величини в перехідному процесі, $y_{\text{уст}}$ – усталене значення.

Для маленьких автономних мереж перерегулювання частоти й напруги жорстко обмежене.

2.3. Статичне відхилення $\Delta_{\text{уст}}$

Різниця між заданим та усталеним значенням регульованої величини. Для систем частотного керування мГЕС бажано наближене до нуля.

2.4. Інтегральні критерії якості

ISE – інтеграл квадрата похибки:

$$\text{ISE} = \int_0^T e^2(t) dt; \quad (2.117)$$

IAE – інтеграл модуля похибки:

$$\text{IAE} = \int_0^T |e(t)| dt; \quad (2.118)$$

ITAE – інтеграл часу помноженого на модуль похибки:

$$\text{ITAE} = \int_0^T t |e(t)| dt, \quad (2.119)$$

де $e(t) = y_{\text{зад}}(t) - y(t)$

Саме ці критерії зручно використовувати при оптимізації параметрів ПІ/ПІД-регуляторів гідроагрегату.

2.5. Робастність і запас стійкості

Оцінюють за:

- запасом стійкості за модулем та фазою;
- поведінкою системи при зміні напору, навантаження, параметрів турбіни (зношування, засміченість решіток);
- реакцією на випадкові збурення (флуктуації витрати, коливання навантаження).

3. Критерії якості електроенергії

Для малих ГЕС, особливо в острівних або слабких мережах, важливі показники якості електроенергії, які регламентуються стандартами (наприклад, EN 50160, національні ДСТУ для якості електроенергії).

3.1. Відхилення частоти Δf

$|\Delta f_{\text{уст}}|$ – усталене відхилення частоти;

$|\Delta f_{\text{max}}|$ – максимальне відхилення під час перехідних процесів (пуск агрегату, вмикання великого споживача, аварійне відключення навантаження).

3.2. Відхилення напруги ΔU

- довготривалі відхилення напруги на шинах мГЕС;
- миттєві провали/підйоми напруги при перехідних.

3.3. Коефіцієнт несинусоїдальності (THD)

Особливо актуально, якщо мГЕС працює через перетворювачі частоти, живить випрямні та імпульсні навантаження.

3.4. Коливання напруги

Для споживачів чутливих до якості електроенергії (освітлення, електронна апаратура) важливі обмеження на швидкі зміни напруги.

САК високої якості повинна утримувати ці показники в межах, визначених нормативами, у всьому робочому діапазоні режимів.

4. Експлуатаційні та надійнісні критерії

4.1. Середній час безвідмовної роботи (MTBF)

4.2. Середній час простою (MTTR)

4.3. Коефіцієнт готовності

$$K_{\text{гот}} = \frac{T_{\text{роб}}}{T_{\text{роб}} + T_{\text{простоїв}}}, \quad (2.120)$$

де $T_{\text{роб}}$ – сумарний час роботи, $T_{\text{простоїв}}$ – сумарний час простоїв (аварійні, планові, вимушені через гідрологію/мережу).

4.4. Кількість аварійних відключень за рік

4.5. Ресурс основних вузлів (турбіна, підшипники, генератор, гідромеханіка, арматура).

Автоматизована система керування впливає на ці критерії через:

- зменшення числа «жорстких» режимів (глибокі провали/піки навантаження, гідродари);
- своєчасну діагностику (контроль вібрацій, температур, витоків, зусиль);
- оптимізацію алгоритмів пуску/зупинки.

5. Показник автономності

Показник автономності малої гідроелектростанції доцільно розуміти як інтегральну характеристику здатності станції працювати тривалий час без постійної присутності обслуговуючого персоналу при збереженні допустимих

показників якості електроенергії, енергоефективності, надійності та безпеки обладнання в умовах змінних гідрологічних та режимних впливів.

У найпростішому вигляді показник автономності можна визначити як частку часу, протягом якого станція працює у штатному режимі без участі оператора:

$$I_{\text{авт}} = \frac{T_{\text{безперсон}}}{T_{\text{експл}}}, \quad (2.121)$$

де $T_{\text{безперсон}}$ – сумарний час роботи мГЕС у безперсональному (повністю автоматизованому) режимі за розрахунковий період, $T_{\text{експл}}$ – загальний час експлуатації станції за той самий період.

Чим ближче $I_{\text{авт}}$ до 1, тим вищою є автономність. Однак цього лише часового показника недостатньо: формально станція може довго працювати «без оператора», але при цьому порушувати показники якості електроенергії або працювати в режимах, що прискорюють зношування обладнання. Тому доцільно розглядати розширений підхід, де автономність розуміється як поєднання:

- функціональної автономності – скільки функцій керування й обслуговування виконується автоматично;
- інформаційної автономності – здатність системи самостійно контролювати свій стан, діагностувати відхилення, формувати сигнали попередження та аварій;
- алгоритмічної автономності – здатність системи адаптувати алгоритми до змінних умов (напір, витрата, навантаження, конфігурація мережі);
- експлуатаційної автономності – тривалість інтервалів між необхідними втручаннями персоналу та профілактичним обслуговуванням.

На основі цього можна вводити більш складний комплексний показник автономності, наприклад:

$$I_{\text{авт}} = w_1 K_T + w_2 K_F + w_3 K_D + w_4 K_A, \quad (2.122)$$

де K_T – нормалізована частка часу безперсональної роботи (часовий складник),

K_F – частка подій/режимних ситуацій, які система здатна обробити автоматично без втручання оператора (функціональний складник), K_D – показник якості діагностики та самоконтролю (інформаційний складник), K_A – показник адаптивності алгоритмів керування до змін умов (алгоритмічний складник), w_i – вагові коефіцієнти.

Основні фактори, від яких залежить показник автономності

Показник автономності малих ГЕС формується під впливом кількох груп факторів: рівень автоматизації, надійність АСК та обладнання, якість алгоритмів керування, інфраструктура зв'язку та живлення, а також зовнішні умови експлуатації.

1. Рівень та структура автоматизації

Автономність безпосередньо залежить від того, які функції реалізовано в автоматичному режимі, а які залишилися за оператором. Ключові впливи:

- наявність повноцінної ієрархічної АСК (локальні регулятори агрегатів + рівень станції + дистанційний/диспетчерський рівень);
- кількість та якість автоматичних контурів:
- регулювання потужності/частоти;
- регулювання напруги/реактивної потужності;
- регулювання рівня, напору, витрати;
- автоматизоване керування допоміжними механізмами (засувки, насоси, вентиляція, дренаж);
- наявність автоматичних сценаріїв пуску/зупинки агрегатів, їх переключення, переведення в резерв;
- обсяг аварійних і попереджувальних захистів, що спрацьовують автоматично без рішень оператора.

Чим більша частина операцій життєвого циклу агрегата та станції (пуск, зупинка, перехідні режими, реакція на позаштатні ситуації) покрита алгоритмами АСК, тим вищий потенційний показник автономності.

2. Надійність вимірювальної та виконавчої підсистем

Автономність неможлива без достатньої надійності та резервування:

- датчики (рівня, тиску, витрати, температур, струмів, напруги) – їх відмова в безперсональному режимі повинна або бути виявлена автоматично (самодіагностика), або компенсована за рахунок резервних вимірювань;

- виконавчі механізми (серводвигуни направляючих апаратів, заслінки, регульовані приводи) – повинні мати прийнятну надійність, ресурс і передбачувану поведінку в разі відмов;

- контролери та мережа зв'язку – від них залежить цілісність алгоритмів керування й передавання даних на верхній рівень.

З практичної точки зору, при слабкій надійності й відсутності резервування показник автономності «обрізаний зверху»: навіть найкращі алгоритми вимагатимуть частих втручань персоналу для ліквідації наслідків відмов.

3. Якість алгоритмів керування та адаптації

Алгоритмічний рівень визначає, наскільки станція стійко та передбачувано поводить себе без оператора:

- застосування оптимізованих та адаптивних ПД-регуляторів замість грубо налаштованих фіксованих регуляторів зменшує кількість аварійних ситуацій, пов'язаних з розгойдуванням режимів, нестійкістю частоти, перевищенням допустимих рівнів;

- використання каскадних і багатоконтурних структур (наприклад, швидкість – потужність – рівень) дозволяє забезпечити кращу взаємодію між різними режимними обмеженнями;

- робастні, нечіткі, MPC- та інші сучасні методи підвищують стійкість системи до змін параметрів гідротурбіни, коливань стоку, відхилень навантаження;

- алгоритми самодіагностики й прогнозування (аналіз трендів вібрацій, температур, частоти аварійних спрацювань) дозволяють виявляти деградацію вузлів ще до відмови, планувати обслуговування, не знижуючи автономність.

Чим більш «самостійно мислячою» є система (адаптація, самоналаштування, самодіагностика), тим вищий рівень автономності при тих самих апаратних ресурсах.

4. Наявність дистанційного моніторингу та диспетчеризації

Автономність зростає при наявності доброго зв'язку й диспетчеризації:

- оператор або черговий інженер може спостерігати за станом станції дистанційно й втручатися лише за необхідності;

- система передає тривоги, тренди, діагностичні повідомлення без фізичної присутності персоналу на об'єкті;

- відпадає потреба в постійній зміні на місці, що збільшує допустиму тривалість безперсональної роботи.

Тобто автономність – це не ізоляція від оператора, а навпаки, зменшення потреби в локальному персоналі при збереженні керованості через розвинений дистанційний моніторинг.

5. Зовнішні умови: гідрологія, мережа, екологічні обмеження

Навіть при однаковому рівні автоматизації й однакових алгоритмах автономність буде різною для:

- станції на стабільній річці з малими сезонними коливаннями і простою гідротехнічною схемою;

- станції з різкими паводками, сильними сезонними перепадами стоку, льодоходом, замуленням, де потрібно часто змінювати режими, очищати решітки, управляти скидами;

- станції, що працює паралельно з потужною мережею, де коливання напруги й частоти невеликі, і станції в острівній мікромережі, де будь-яка зміна навантаження критично впливає на параметри електроенергії;

- об'єктів із жорсткими екологічними обмеженнями (санітарні витрати, режими рівнів), де автоматизація повинна враховувати додаткові обмеження (ця «складність середовища» зменшує автономність при тій самій структурі АСК).

Чим більш мінливе та жорстке середовище, тим більше функцій доводиться покладати на АСК для збереження того самого рівня автономності.

Тоді завдання формулюється як оптимізація параметрів і структури АСК малих ГЕС за мінімумом $I_{ГЕС}$ при дотриманні обмежень (стійкість, обмеження виконавчих органів, екологічні/мережеві вимоги).

2.5.2. Моделювання показників якості ГЕС малої потужності

Доцільно об'єднати окремі критерії в комплексний показник якості:

$$I_{ГЕС} = w_1 I_{енерг} + w_2 I_{дин} + w_3 I_{ел} + w_4 I_{над} + w_5 I_{екол} + w_6 I_{авт} \quad , \quad (2.123)$$

де

$I_{енерг}$ – функція, що описує енергетичні критерії (наприклад, втрати в перехідних режимах, відхилення від оптимального ККД);

$I_{дин}$ – інтегральний динамічний критерій (ІАЕ/ІТАЕ для частоти, потужності, рівня);

$I_{ел}$ – узагальнена функція якості електроенергії (максимальні/середні відхилення напруги, частоти, ТНД тощо);

$I_{над}$ – критерій надійності (функція від МТВФ, коефіцієнта готовності, кількості аварій);

$I_{екол}$ – штрафна функція за порушення екологічних обмежень;

$I_{авт}$ – показник автономності.

w_i – вагові коефіцієнти, що відображають пріоритети (енергетика, екологія, надійність) для конкретного проєкту.

Усі ці I зручно трактувати як “функції витрат”: чим менше I , тим краще відповідний аспект якості.

1. Енергетичні критерії $I_{енерг}$

Описує втрати енергії та відхилення від оптимального ККД:

$$I_{енерг}(\theta) = \underbrace{\int_0^T P_{втрят}(t; \theta) dt}_{\text{втрати в перехідних}} + \underbrace{\int_0^T w_{\eta}(t) [\eta_{\max} - \eta(t; \theta)]_+^2 dt}_{\text{штраф за роботу поза оптимумом ККД}}, \quad (2.124)$$

де $[x]_+ = \max(x, 0)$, $\eta(t; \theta)$ – миттєвий ККД,

η_{\max} – бажане/оптимальне значення.

2. Інтегральний динамічний критерій $I_{\text{дин}}$

Узагальнений ІАЕ/ІТАЕ для ключових змінних (частота, потужність, рівень):

$$I_{\text{дин}}(\theta) = \sum_j \int_0^T \left(a_{\omega} w_{\omega}(t) \Delta \omega_j(t; \theta) + a_P w_P(t) \Delta P_j(t; \theta) + a_H w_H(t) \Delta H_j(t; \theta) \right) dt, \quad (2.125)$$

або у стилі ІТАЕ:

$$I_{\text{дин}}(\theta) = \sum_j \int_0^T t \left(a_{\omega} \Delta \omega_j(t; \theta) + a_P \Delta P_j(t; \theta) + a_H \Delta H_j(t; \theta) \right) dt. \quad (2.126)$$

3. Якість електроенергії $I_{\text{ел}}$

Включає відхилення напруги, частоти, гармоніки:

$$I_{\text{ел}}(\theta) = \int_0^T \left(b_U |\Delta U(t; \theta)|^{P_U} + b_f |\Delta f(t; \theta)|^{P_f} + b_{\text{THD}} \text{THD}(t; \theta)^{P_{\text{THD}}} \right) dt, \quad (2.127)$$

де THD – коефіцієнт гармонік.

4. Критерій надійності $I_{\text{над}}$

Зменшується зі зростанням надійності:

$$I_{\text{над}}(\theta) = c_1 \frac{1}{\text{MTBF}(\theta)} + c_2 \left[1 - K_{\text{готовн}}(\theta) \right] + c_3 N_{\text{авар}}(\theta), \quad (2.128)$$

де MTBF – середній час безвідмовної роботи,

$K_{\text{готовн}}$ – коефіцієнт готовності,

$N_{\text{авар}}$ – кількість аварій/відключень за період.

5. Екологічний критерій $I_{\text{екол}}$

Це штраф за порушення екологічних обмежень:

$$I_{\text{екол}}(\theta) = \int_0^T \left(d_Q \left[\Delta Q_{\text{мін}}(t; \theta) \right]_+^2 + d_H \left[\Delta H_{\text{мін}}(t; \theta) \right]_+^2 \right) dt + d_L L_{\text{шум}}(\theta) + \dots \quad (2.129)$$

(наприклад, відхилення від мінімально допустимого екологічного стоку, рівнів тощо).

6. Показник автономності $I_{\text{авт}}$

Тут зручно ввести штраф за “несамостійність”: чим більше ручних втручань, переключень на дизель, обмежень потужності через нестійкість – тим більший $I_{\text{авт}}$

$$I_{\text{авт}}(\theta) = e_1 N_{\text{руч}}(\theta) + e_2 T_{\text{роб через}}(\theta) + e_3 N_{\text{відмов АСК}}(\theta) \quad (2.130)$$

де $N_{\text{руч}}$ – кількість ручних втручань оператора,

$T_{\text{роб через}}$ – час роботи в nereкомендованих режимах без можливості автоматичної корекції,

$N_{\text{відмов АСК}}$ – кількість відмов автоматики.

Нормування окремих критеріїв (перехід до «якості» K_i)

Щоб об’єднати різні за розмірністю критерії, кожен I_i зручно перевести у безрозмірний показник якості $K_i(\theta) \in (0, 1]$, де 1 – «ідеально»:

$$\begin{aligned} K_{\text{енерг}}(\theta) &= \frac{1}{1 + \frac{I_{\text{енерг}}(\theta)}{I_{\text{енерг}}^{\text{ref}}}}, & K_{\text{над}}(\theta) &= \frac{1}{1 + \frac{I_{\text{над}}(\theta)}{I_{\text{над}}^{\text{ref}}}}, \\ K_{\text{дин}}(\theta) &= \frac{1}{1 + \frac{I_{\text{дин}}(\theta)}{I_{\text{дин}}^{\text{ref}}}}, & K_{\text{екол}}(\theta) &= \frac{1}{1 + \frac{I_{\text{екол}}(\theta)}{I_{\text{екол}}^{\text{ref}}}}, \\ K_{\text{ел}}(\theta) &= \frac{1}{1 + \frac{I_{\text{ел}}(\theta)}{I_{\text{ел}}^{\text{ref}}}}, & K_{\text{авт}}(\theta) &= \frac{1}{1 + \frac{I_{\text{авт}}(\theta)}{I_{\text{авт}}^{\text{ref}}}}. \end{aligned} \quad (2.131)$$

Тут I^{ref} – опорні (базові) значення, наприклад для існуючих оптимальних або заводських налаштувань.

Тоді комплексний показник якості системи керування малою ГЕС:

$$K_{\text{ГЕС}} = w_{\text{енерг}} K_{\text{енерг}} + w_{\text{дин}} K_{\text{дин}} + w_{\text{ел}} K_{\text{ел}} + w_{\text{над}} K_{\text{над}} + w_{\text{екол}} K_{\text{екол}} + w_{\text{авт}} K_{\text{авт}}, \quad (2.132)$$

або еквівалентно, як мінімізація зваженої суми первинних витрат:

$$I(\theta) = w_{\text{енерг}} I_{\text{енерг}} + w_{\text{дин}} I_{\text{дин}} + w_{\text{ел}} I_{\text{ел}} + w_{\text{над}} I_{\text{над}} + w_{\text{екол}} I_{\text{екол}} + w_{\text{авт}} I_{\text{авт}} \rightarrow \min, \quad (2.133)$$

де w_i – ваги у «витратній» формі.

2.5. Висновки за розділом 2

У розділі 2 проведено системне математичне моделювання процесів у гідроелектростанціях малої потужності, що створює теоретичну основу для подальшого синтезу та оптимізації систем керування.

Розроблено повну математичну модель малих ГЕС, яка враховує гідравлічні процеси в напірних трактах, динаміку гідротурбіни, механічну підсистему «турбіна–генератор» та електромагнітні процеси в синхронному генераторі. Модель описано системою диференціальних рівнянь, що відображають взаємозв'язки між напором, витратою, потужністю, частотою обертання та напругою генератора.

Побудовано спрощену математичну модель, яка виділяє домінуючі динамічні ланки та нехтує швидкоплинними або мало впливовими процесами. Це дозволило отримати моделі другого-третього порядку, придатні для аналітичного дослідження, синтезу регуляторів та використання інтегральних критеріїв якості, зберігаючи при цьому адекватність опису основних режимів роботи міні-ГЕС.

Сформовано математичні моделі втрат енергії в малих ГЕС, у тому числі:

- втрат у гідравлічних трактах (як функцій витрати та напору),
- втрат у гідротурбіні,
- механічних втрат в агрегаті,
- електричних втрат у генераторі та системі збудження.

Це дозволило побудувати сумарну характеристику втрат та пов'язати її з робочими режимами та параметрами керування.

Запропоновано загальну математичну модель втрат енергії через неідеальне керування, у якій втрати виражено як функції відхилень потужності, напруги, частоти, витрати та напору від номінальних та/або оптимальних значень. Подальша конкретизація цієї моделі з урахуванням відхилень дозволила визначити внесок кожного каналу керування у загальні

енергетичні втрати.

Розроблено моделі показників якості малих ГЕС, що включають енергетичні, динамічні та експлуатаційні характеристики. На основі отриманих моделей сформовано інтегральні критерії якості для подальшого використання в задачах оптимізації (ISE, ІТА, ІТАЕ) та для побудови комплексного показника якості.

Результати дозволили перейти від якісного опису роботи малих ГЕС до кількісно обґрунтованого математичного апарату, який використано в наступних розділах для синтезу систем керування й аналізу їх ефективності.

РОЗДІЛ 3. СИНТЕЗ СИСТЕМ КЕРУВАННЯ ГЕС МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ

З метою синтезу регулятора проведено розрахунки параметрів діючої мікроГЕС потужністю 100 кВт (рис. 3.1)



Рисунок 3.1 – МікроГЕС з генератором 100 кВт

100-кіловатна міні-гідротурбіна Френсіса, призначена для використання в малих гідроелектростанціях. Ця установка підходить для місць із напором води близько 15 метрів та витратою 0,84 м³/с. Тип генератора: синхронний безщітковий з збудженням.

Параметри ГЕС показані в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Параметри мікроГЕС

Гідравлічна частина	Турбіна механіка +	Генератор	Регулятор швидкості + сервопривід	АВР
$H_{\text{ном}}=15$ м $Q_{\text{ном}}=0,84$ м ³ /с $L=50$ м $D=0,6$ м $T_w=2$ с $A_u=2000\text{м}^2$, $A_d=3000\text{м}^2$	тип турбіни: Френсіс / пропелерна $\eta_t=0,85$ $H_s=4,5$ с (постійна інерції) $D=0,4$ (демпфування)	$P_{\text{ном}}=100$ кВт $S_{\text{ном}}=110$ кВА $U_{\text{ном}}=400$ В $\eta_g=0,95$ $x_d=1,8$ $x_d'=0,3$ $x_q=1,6$ $R_a=0,015$ $T_{do}'=1,5$ с	$D_R=0,04$ (4 % статизму) $K_p(\omega)=3,0$ $T_i(\omega)=2,0$ с $T_s=0,3$ с	$K_A=100$ $T_A=0,1$ с $T_{I,U}=0,5-1$ с (якщо П-регулятор)

3.1. Лінеаризована модель міні-ГЕС потужністю 100 кВт у матричній формі

Для подальшого синтезу системи автоматичного керування малою гідроелектростанцією потужністю $P_{\text{ел,ном}}=100$ кВт побудуємо лінеаризовану математичну модель у просторі станів. Лінеаризацію виконано в околі номінального режиму роботи при напорі $H_{\text{ном}}=15$ м, витраті $Q_{\text{ном}}=0,84$ м³/с та синхронній кутовій швидкості $\omega_{\text{ном}}$.

3.1.1. Вибір вектору стану та керувань

До вектору стану включено основні змінні, що описують гідравлічну, механічну та електричну динаміку агрегату, а також динаміку регулятора швидкості і сервоприводу. На величин (табл. 4.1.) виконано лінеаризацію нелінійних рівнянь гідравліки, турбіни, валу, генератора та регуляторів.

Втрати у водоводі $\sim 5\%$ напорі \rightarrow коефіцієнт k_Σ обчислений так, щоб $H_{\text{втр,0}}=0,05H_{\text{ном}}$.

Градiєнти потужності турбіни:

$$K_{Pm,Hu}=7004,3, K_{Pm,Hd}=-7004,3, K_{Pm,Q}=1,1257 \cdot 10^5 \text{ Вт}/(\text{м}^3/\text{с})$$

Генератор: робоча точка $E_q'=1,1$ о.е., $\delta_0=20^\circ$

Похідні електричної потужності:

$$K_{Pe,\delta}=0,5743, K_{Pe,E}=0,1900$$

Перехідна ЕРС:

$$T_{d0}' = 1.5c \Rightarrow \dot{E}'q = -\frac{1}{T_{d0}'} E'q + \frac{1}{T_{d0}'} E_f, \quad (3.1)$$

Тобто

$$a_{66} = -0.667, a_{67} = 0.667, a_{61} = 0$$

Модель напруги (спрощено): $U_t = k_E E_q', k_E = 0,8$.

АВР ($K_A = 100, T_A = 0,1$ с):

$$\dot{E}_f = -\frac{K_A k_E}{T_A} E'q - \frac{1}{T_A} E_f + \frac{K_A}{T_A} U_{зад} \quad (3.2)$$

Регулятор швидкості + сервопривід:

$$K_p^{(\omega)} = 3.0, T_i^{(\omega)} = 2.0c \Rightarrow K_i = 1.5. \quad (3.3)$$

Для більш коректного опису динаміки малої ГЕС доцільно врахувати вплив положення направляючого апарата турбіни у на величину гідравлічного опору тракту, тобто перейти до залежності виду $H_{втрат} = H_{втрат}(Q, y)$.

Для напірного водоводу та арматури гідравлічні втрати можна записати у вигляді квазіквадратичної залежності від витрати з параметром, що залежить від положення направляючого апарата:

$$H_{втрат}(Q, y) = k_{\Sigma}(y) Q|Q|, \quad (3.4)$$

де $k_{\Sigma}(y)$ – зведений коефіцієнт гідравлічного опору, який складається з постійної складової втрат у трубопроводі та змінної складової, пов'язаної з направляючим апаратом турбіни.

Для розділення цих складових прийmemo:

$$k_{\Sigma}(y) = k_f + k_y(1-y), \quad (3.5)$$

де k_f – частка опору, зумовлена трубопроводом та нерегульованими елементами;

$k_y(1-y)$ – змінна частина опору, пов'язана із положенням направляючих лопаток (при $y=1$ засувка повністю відкрита, при зменшенні y еквівалентний

опір зростає).

Для номінального режиму Q_0, y_0 сумарний напір втрат:

$$H_{\text{втрат},0} = H_{\text{втрат}}(Q_0, y_0) = (k_f + k_y(1-y_0))Q_0^2 = k_{\Sigma, \text{ном}} Q_0^2 \quad (3.6)$$

Як і раніше, задаємо $H_{\text{втрат},0}=0,05 H_{\text{ном}}=0,75$ м, $Q=0,84$ м³/с, звідки

$$k_{\Sigma, \text{ном}} = \frac{H_{\text{втрат},0}}{Q_0^2} = 1.063 \text{ м} / (\text{м}^3/\text{с})^2 \quad (3.7)$$

Припустимо, що половина цих втрат зумовлена трубопроводом, а половина – направляючим апаратом при робочому положенні $y_0=0,8$:

$$k_f = 0.5k_{\Sigma, \text{ном}} = 0.531, \quad k_y(1-y_0) = 0.5k_{\Sigma, \text{ном}} \Rightarrow k_y = \frac{0.5k_{\Sigma, \text{ном}}}{0.2} = 2.66 \quad (3.8)$$

Лінеаризуємо $H_{\text{втрат}}=H_{\text{втрат}}(Q, y)$ та $k_{\Sigma}(y)$ у точці (Q_0, y_0) .

При $Q_0 >$ маємо $|Q|=Q$, тому:

$$H_{\text{втрат}}(Q, y) = H_{\text{втрат},0} + \left. \frac{\partial H_{\text{втрат}}}{\partial Q} \right|_0 \Delta Q + \left. \frac{\partial H_{\text{втрат}}}{\partial y} \right|_0 \Delta y. \quad (3.9)$$

Обчислимо частинні похідні:

За витратою:

$$\frac{\partial H_{\text{втрат}}}{\partial Q} = 2k_{\Sigma}(y)Q_0 \Rightarrow \left. \frac{\partial H_{\text{втрат}}}{\partial Q} \right|_0 = 2k_{\Sigma, \text{ном}}(y)Q_0 = 2 \cdot 1.063 \cdot 0.84 = 1.786 \text{ м} / \text{м}^3/\text{с} \quad (3.10)$$

За положенням направляючого апарата:

$$\begin{aligned} \frac{\partial H_{\text{втрат}}}{\partial y} &= \frac{\partial k_{\Sigma}(y)}{\partial y} Q^2 = -k_y Q^2, \\ \left. \frac{\partial H_{\text{втрат}}}{\partial y} \right|_0 &= -k_y Q_0^2 = -2.657 \cdot 0.84^2 = -1.875 \text{ м} \end{aligned} \quad (3.11)$$

Позначимо для стислості:

$$a_Q = \left. \frac{\partial H_{\text{втрат}}}{\partial Q} \right|_0, \quad a_y = \left. \frac{\partial H_{\text{втрат}}}{\partial y} \right|_0 \quad (3.12)$$

Тоді

$$H_{\text{втрат}}(Q, y) = H_{\text{втрат},0} + a_Q \Delta Q + a_y \Delta y. \quad (3.13)$$

Рівняння динаміки витрати у напірному водоводі з урахуванням часу водяного стовпа T_w у нелінійному вигляді записувалося як:

$$T_w \frac{dQ}{dt} = H_u - H_d - H_{\text{врат}}(Q, y) \quad (3.14)$$

Переходимо до відхилень від номіналу і підставляємо лінеаризований вираз

$$T_w \frac{d\Delta Q}{dt} = \Delta H_u - \Delta H_d - a_Q \Delta Q - a_y \Delta y. \quad (3.15)$$

Звідси отримуємо лінеаризоване рівняння для третьої компоненти вектору стану:

$$\frac{d\Delta Q}{dt} = \frac{1}{T_w} \Delta H_u - \frac{1}{T_w} \Delta H_d - \frac{a_Q}{T_w} \Delta Q - \frac{a_y}{T_w} \Delta y \quad (3.16)$$

коефіцієнти при ΔH_u та ΔH_d :

$$a_{31} = \frac{1}{T_w} = \frac{1}{2} = 0.5, \quad a_{32} = -\frac{1}{T_w} = -0.5 \quad (3.17)$$

коефіцієнт при ΔQ визначається як:

$$a_{33} = -\frac{a_Q}{T_w} = -\frac{1.786}{2} = -0.893 \quad (3.18)$$

ненульовий коефіцієнт при Δy :

$$a_{38} = -\frac{a_y}{T_w} = -\frac{1.875}{2} = -0.938. \quad (3.19)$$

З урахуванням обраних станів та параметрів матриця A набуває вигляду:

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 0 & -5,0 \cdot 10^{-4} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3,33 \cdot 10^{-4} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0,5 & -0,5 & -0,893 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0,938 & 0 \\ 778 & -778 & 1,25 \cdot 10^4 & -4,44 \cdot 10^{-2} & -6,38 \cdot 10^{-2} & -2,11 \cdot 10^{-2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0,667 & 0,667 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -800 & -10 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -10 & -0,23 & -7,6 \cdot 10^{-2} & 0 & -3,333 & 5 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & -0,023 & -7,6 \cdot 10^{-3} & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Пояснення окремих рядків A :

1-й і 2-й рядки відповідають рівнянням балансу об'єму у верхньому та нижньому б'єфах:

$$\dot{H}_u = \frac{Q_{\text{вх}} - Q}{A_u}, \quad \dot{H}_d = \frac{Q - Q_{\text{вих}}}{A_d} \quad (3.20)$$

3-й рядок описує динаміку витрати в напірному водоводі з урахуванням часу водяного стовпа та втрат;

4-й рядок – рівняння балансу моментів для ротора з урахуванням впливу $H_u, H_d, Q, \delta, E_q'$ на механічну та електричну потужності;

5-й рядок – кінематичне рівняння для кута ротора $\delta' = \Delta\omega$;

6-й і 7-й рядки – динаміка перехідної ЕРС E_q' та напруги збудження E_f ;

8-й та 9-й рядки – рівняння сервоприводу направляючого апарата та інтегратора регулятора швидкості.

Числова матриця керувань B відображає вплив збурень по витраті та уставок напруги й частоти на стан системи:

$$B = \begin{bmatrix} 5,0 \cdot 10^4 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -3,33 \cdot 10^{-4} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1,0 \cdot 10^3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 10 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

де:

1-й стовпець відповідає впливу $\Delta Q_{\text{вх}}$ (притік у верхній б'єф) на ΔH_u ;

2-й стовпець – впливу $\Delta Q_{\text{вих}}$ (скид) на ΔH_d ;

3-й стовпець – впливу зміни уставки напруги $\Delta U_{\text{зад}}$ на напругу збудження через АВР;

4-й стовпець – впливу зміни уставки швидкості $\Delta \omega_{\text{зад}}$ на інтегратор і вихід регулятора швидкості (через відповідні коефіцієнти у підсистемі).

Представлена лінеаризована модель є базою для подальшого аналізу

власних частот та мод коливань міні-ГЕС, синтезу та оптимізації параметрів регуляторів швидкості і напруги, побудови моделі у середовищі MATLAB/Simulink як (A, B, C, D) для моделювання перехідних процесів.

3.2. Визначення передатних функцій

3.2.1. Визначення передатних функцій системи керування ГЕС малої потужності

Зробимо розрахунок передатних функцій для двох основних контурів керування малої ГЕС: контур регулятор швидкості – сервопривід – гідротурбіна – генератор (частота/потужність), та контур АВР – збудження – генератор (напруга).

Для стандартного гідро-агрегату (типові для АСК ГЕС моделі):

1. Контур регулювання швидкості

1.1. Окремі ланки в операторній формі

1 Регулятор швидкості (ПІ):

$$G_R(s) = \frac{U(s)}{E_R(s)} = K_p + \frac{K_i}{s} = \frac{K_p s + K_i}{s}, \quad (3.22)$$

де $E_R(s) = \Omega_{ref}(s) - \Omega(s)$

2. Сервопривід направляючого апарата:

$$G_s(s) = \frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{1}{T_s s + 1}, \quad (3.23)$$

де $Y(s)$ – відкриття направляючих лопаток.

3. Турбіна + гідравліка (спрощено)

Беремо стандартну аперіодичну модель:

$$G_T(s) = \frac{P_m(s)}{Y(s)} = \frac{K_t}{T_w s + 1}. \quad (3.24)$$

4. Механічна частина:

$$2H \frac{d\Delta\omega}{dt} = \Delta P_m - \Delta P_e - D\Delta\omega. \quad (3.25)$$

Для передатної функції «від потужності турбіни до швидкості» покладемо $\Delta P_e=0$:

$$(2Hs + D)\Omega(s) = P_m(s) \Rightarrow G_M(s) = \frac{\Omega(s)}{P_m(s)} = \frac{1}{2Hs + D}. \quad (3.26)$$

1.2. Передатна функція «регулятор \rightarrow турбіна \rightarrow вал»

Сукупна «рослина» від виходу регулятора E_R до швидкості Ω :

$$G_P(s) = G_S(s)G_T(s)G_M(s) = \frac{1}{Ts + 1} \cdot \frac{K_t}{T_w s + 1} \cdot \frac{1}{2Hs + D}$$

$$G_P(s) = \frac{K_t}{(T_s s + 1)(T_w s + 1)(2H_s s + D)} \quad (3.27)$$

Від опорної швидкості до виходу:

відкритий контур:

$$G_{OL}(s) = G_R(s)G_P(s) = \frac{K_p s + K_i}{s} \frac{K_t}{(T_s s + 1)(T_w s + 1)(2H_s s + D)}. \quad (3.28)$$

1.3. Замкнена передатна функція $\Omega_{ref} \rightarrow \Omega$

Для єдиного зворотного зв'язку по швидкості:

$$\frac{\Omega(s)}{\Omega_{ref}(s)} = \frac{G_{OL}(s)}{1 + G_{OL}(s)}. \quad (3.29)$$

Підставляємо:

$$\frac{\Omega(s)}{\Omega_{ref}(s)} = \frac{\frac{(K_p s + K_i)K_t}{s(T_s s + 1)(T_w s + 1)(2H_s s + D)}}{1 + \frac{(K_p s + K_i)K_t}{s(T_s s + 1)(T_w s + 1)(2H_s s + D)}} \quad (3.30)$$

Якщо привести до спільного знаменника, отримаємо 4-го порядку поліном у знаменнику замкненої системи (по степенях s):

$$\frac{\Omega(s)}{\Omega_{ref}(s)} = \frac{N_\omega(s)}{D_\omega(s)}, \quad (3.31)$$

де

$$\begin{aligned} D_{\omega}(s) &= s(T_s s + 1)(T_w s + 1)(2H_s s + D) + (K_p s + K_i)K_t \\ N_{\omega}(s) &= (K_p s + K_i)K_t \end{aligned} \quad (3.32)$$

1.4. Передатна функція від збурення по навантаженню ΔP_e

З рівняння:

$$(2H_s s + D)\Omega(s) = P_m(s) - P_e(s). \quad (3.33)$$

Пам'ятаючи, що P_m формується тим же контуром керування, у замкненому контурі від ΔP_e до $\Delta\omega$ отримаємо:

$$\frac{\Omega(s)}{P_e(s)} = - \frac{G_M(s)}{1 + G_R(s)G_P(s)} = - \frac{1}{(2H_s s + D)(1 + G_{OL}(s))}. \quad (3.34)$$

Підставляємо $G_{OL}(s)$ з 1.2 – маємо явну передатну функцію, що показує, як навантаження впливає на відхилення частоти.

2. Контур АВР (регулювання напруги)

Тут робимо аналогічно.

2.1. Ланки

1. Суматор напруги:

$$e_U(s) = U_{\text{ref}}(s) - U_t(s). \quad (3.35)$$

2. АВР (ІІІ-регулятор):

$$G_A(s) = K_A \left(1 + \frac{1}{T_I s} \right) = K_A \frac{T_I s + 1}{T_I s}. \quad (3.36)$$

3. Збудник / динаміка поля:

$$G_E(s) = \frac{E_f(s)}{U_A(s)} = \frac{1}{T_A s + 1}. \quad (3.37)$$

4. Генератор по напрузі

У лінеаризованій моделі, біля робочої точки, напруга U_t приблизно пропорційна до E_f :

$$G_U(s) = \frac{U_t(s)}{E_f(s)} = K_U, \quad (3.38)$$

де K_U – статичний коефіцієнт «напруга на клеммах / ЕРС збудження».

2.2. Відкрита та замкнена передатна функція

Сукупна передатна функція від e_U до U_t :

$$G_{PU}(s) = G_A(s)G_E(s)G_G(s) = K_A K_U \frac{T_I s + 1}{T_I s (T_{AS} + 1)} \quad (3.39)$$

Відкрита петля:

$$G_{OL,U}(s) = G_{PU}(s) \quad (3.40)$$

Замкнена передатна функція від U_{ref} до U_t :

$$\frac{U_t(s)}{U_{ref}(s)} = \frac{G_{OL,U}(s)}{1 + G_{OL,U}(s)} \quad (3.41)$$

Підставляємо:

$$\frac{U_t(s)}{U_{ref}(s)} = \frac{\frac{K_A K_U (T_I s + 1)}{T_I s (T_{AS} + 1)}}{1 + \frac{K_A K_U (T_I s + 1)}{T_I s (T_{AS} + 1)}} \quad (3.42)$$

Або, після приведення:

- знаменник:

$$D_U(s) = T_I s (T_{AS} + 1) + K_A K_U (T_I s + 1); \quad (3.43)$$

- чисельник:

$$N_U(s) = K_A K_U (T_I s + 1). \quad (3.44)$$

Це другий порядок по s (якщо $T_A > 0$), з інтегратором в АВР, що забезпечує нульову статичну похибку по напрузі.

3.2.2. Розрахунок передатних функцій ГЕС малої потужності

1. Структура контуру керування частотою (швидкістю)

Беремо типову структуру (рис 3.3.) і одиничний зворотний зв'язок за ω .



Рисунок 3.3 – Структура контуру керування частотою

Зі спрощенням (вплив P_e на еталон тут не враховуємо, беремо «чистий» контур $\omega_{\text{зад}} \rightarrow \omega$ для розрахунку передатної функції).

1.1. Окремі ланки:

1. ІІ-регулятор швидкості

Прийняті параметри:

$$K_p^{(\omega)} = 3.0; K_i^{(\omega)} = 1.5 \text{ с}^{-1}. \quad (3.45)$$

Передатна функція:

$$G_R^{(\omega)}(s) = \frac{U_g(s)}{E_\omega(s)} = K_p^{(\omega)} + \frac{K_i^{(\omega)}}{s} = \frac{3s + 1.5}{s}. \quad (3.46)$$

2. Сервопривід направляючого апарата:

$$T \frac{dy}{dt} = -y + u \Rightarrow G_S(s) = \frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{1}{Ts + 1} \quad (3.47)$$

де $T_s = 0,3 \text{ с}$:

$$G_S(s) = \frac{1}{0.3s + 1}. \quad (3.48)$$

3. Турбіна + гідравліка (спрощена динаміка)

Як базову динаміку приймаємо аперіодичну ланку з сталою часу водяного стовпа $T_w = 2 \text{ с}$:

$$G_T(s) = \frac{\Delta P_m(s)}{Y(s)} = \frac{K_t}{T_w s + 1}, \quad K_t = 1. \quad (3.49)$$

Тобто

$$G_T(s) = \frac{1}{2s + 1}. \quad (3.50)$$

4. Динаміка ротора (балансова ланка генератора):

$$2H \frac{d\Delta\omega}{dt} = \Delta P_m - \Delta P_e - D\Delta\omega. \quad (3.51)$$

Якщо розглядати передатну функцію від ΔP_m до $\Delta\omega$ при фіксованому навантаженні, то:

$$G_M(s) = \frac{\Delta\omega(s)}{\Delta P(s)} = \frac{1}{2Hs + D}. \quad (3.52)$$

Прийнято: $H_s=4,5$ с, $D=0,4$.

Отже:

$$G_M(s) = \frac{1}{9s + 0.4}. \quad (3.53)$$

1.2. Загальна передатна функція об'єкта (від виходу регулятора до ω)

Об'єкт (без регулятора):

$$G^{(\omega)}(s) = G_P(s)G_T(s)G_M(s) = \frac{1}{(0.3s + 1)(2s + 1)(9s + 0.4)}. \quad (3.54)$$

Перемножуючи знаменник:

$$(0.3s + 1)(2s + 1)(9s + 0.4) = 5.4s^3 + 20.94s^2 + 9.92s + 0.4, \quad (3.55)$$

тому

$$G_p^{(\omega)}(s) = \frac{1}{5.4s^3 + 20.94s^2 + 9.92s + 0.4} \quad (3.56)$$

— це передатна функція дільниці «сервопривід – турбіна – вал» для міні-ГЕС 100 кВт.

1.3. Відкритий контур регулювання швидкості

Відкритий контур від помилки за швидкістю до ω :

$$G_{\omega,OL}(s) = G_R^{(\omega)}(s)G_p^{(\omega)}(s) = \frac{3s + 1.5}{s(0.3s + 1)(2s + 1)(9s + 0.4)}. \quad (3.57)$$

Перенісши все в один дріб, маємо:

$$G_{\omega,OL}(s) = \frac{3s + 1.5}{5.4s^4 + 20.94s^3 + 9.92s^2 + 0.4s} \quad (3.58)$$

— відкритий контур регулювання частоти (без врахування зворотного зв'язку по потужності).

1.4. Закритий контур $\omega_{зад} \rightarrow \omega$ (одиничний зворотний зв'язок)

При одиничному зворотному зв'язку передатна функція від уставки до виходу:

$$G_{\omega,CL}(s) = \frac{G_{\omega,OL}(s)}{1 + G_{\omega,OL}(s)}. \quad (3.59)$$

Після приведення до спільного знаменника:

$$G_{\omega,CL}(s) = \frac{3s + 1.5}{5.4s^4 + 20.94s^3 + 9.92s^2 + 3.4s + 1.5}. \quad (3.60)$$

— конкретна числова передатна функція контуру регулювання частоти для міні-ГЕС 100 кВт при обраних параметрах регулятора і об'єкта.

2. Контур регулювання напруги (АВР)

Тут беремо класичну структуру (рис. 3.) з одиничним зворотним зв'язком за U_t :

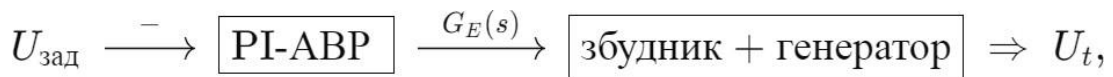


Рисунок 3.4 – Контур регулювання напруги

2.1. ІІ-регулятор напруги (АВР)

Прийнято: коефіцієнт підсилення $K_A=100$, інтегральна стала $T_{I,U}=0,5$ с.

Передатна функція ІІ:

$$G_{PI}(s) = K_A \left(1 + \frac{1}{T_{I,U}s} \right) = K_A \frac{T_{I,U}s + 1}{T_{I,U}s} = 100 \frac{0.5s + 1}{0.5s}. \quad (3.61)$$

Спростуємо:

$$G_{PI}(s) = \frac{80s + 160}{s}. \quad (3.62)$$

2.2. Збудник + генератор за напругою

Спрощена динаміка збудника:

$$G_E(s) = \frac{1}{T_A s + 1}, \quad T_A = 0.1 \text{ с}, \quad (3.63)$$

а статичний коефіцієнт перетворення «напруга збудження \rightarrow напруга на виводах генератора» приймаємо $K_U = 0,8$ (у в.о.).

Отже, дільниця об'єкта за напругою:

$$G_P^U(s) = K_U G_E(s) = \frac{0.8}{0.1s + 1}. \quad (3.64)$$

2.3. Відкритий контур АВР

$$G_{U,OL}(s) = G_{PI}(s)G_P^U(s) = \frac{80s+160}{s} \frac{0.8}{0.1s+1} = \frac{80s+160}{s(0.1s+1)}. \quad (3.65)$$

Це можна вважати передатною функцією відкритого контуру АВР від помилки напруги до виходу U_t .

2.4. Закритий контур $U_{зад} \rightarrow U_t$

Як і раніше, при одиничному зворотному зв'язку:

$$G_{U,CL}(s) = \frac{G_{U,OL}(s)}{1 + G_{U,OL}(s)}. \quad (3.66)$$

Після перетворень одержуємо:

$$G_{U,CL}(s) = \frac{80s+160}{0.1s^2+81s+160} \quad (3.67)$$

— конкретна числова передатна функція контуру регулювання напруги для міні-ГЕС.

3. Тахогенератор та давач напруги

3.1. Давач напруги генератора

Фізична схема:

- генератор 400 В (лінійна напруга);
- вимірювальний трансформатор напруги 400/10 В;
- випрямляч + RC-фільтр;
- АЦП контролера 0–10 В \rightarrow 0–1 в.о.

1. Статичний коефіцієнт

Номінал $U_{ном}=400$ В;

діапазон на вході АЦП: 0–10 В \rightarrow 0–1 в.о.

Ланцюг масштабування трансформатора напруги: 400 В \rightarrow 10 В:

$k_{ТН}=10/400=0,025$ В/В;

АЦП: 0–10 В \rightarrow 0–1 в.о.

$k_{АЦП}=1/10=0,1$ в.о./В

Загальний коефіцієнт:

$$k_{U, \text{заг}} = k_{\text{ТН}} k_{\text{АЦП}} = 0.025 \cdot 0.1 = 0.0025 \text{ в.о./В.} \quad (3.68)$$

Але $1/400=0,0025$, тобто

$$U_{\text{ВИМ}}^* = \frac{U_t}{U_{\text{ВИМ}}} \quad (3.69)$$

— давач уже дає переведене в відносні одиниці значення напруги.

2. Динаміка

РС-фільтр та внутрішні ланки дають аперіодичну динаміку з малою сталою часу. Для міні-ГЕС приймемо $T_{U,d}=0,02 \text{ с.}$

Тоді рівняння:

$$T_{U,d} \frac{dU_{\text{ВИМ}}^*}{dt} + U_{\text{ВИМ}}^* = U_t^* \quad (3.70)$$

де $U_t^* = U_t / U_{\text{НОМ}}$.

Передатна функція давача напруги в відносних одиницях:

$$G_{U,d}(s) = \frac{U_{\text{ВИМ}}^*(s)}{U_t^*(s)} = \frac{1}{T_{U,d} s + 1} = \frac{1}{0.02s + 1} \quad (3.71)$$

Додаємо статичний коефіцієнт та отримаємо у фізичних одиницях:

$$G_{U,d}^{\text{фіз}}(s) = \frac{U_{\text{ВИМ}}^*(s)}{U_t(s)} = \frac{0.0025}{0.02s + 1} \quad (3.72)$$

3.2. Давач частоти / швидкості обертання турбіни

Тахогенератор на валу турбіни, що дає напругу пропорційно обертам, або частотомір 50 Гц → напруга 0–10 В;

фільтр + АЦП 0–10 В → 0–1 в.о.

Візьмемо варіант тахогенератор 0–10 В при 0–1500 об/хв.

1. Статичний коефіцієнт

Номінал: $n_{\text{НОМ}}=1500 \text{ об/хв};$

$f_{\text{НОМ}}=50 \text{ Гц};$

вихід тахогенератора:

$U_{\text{ТАХ}}=10 \text{ В при } 1500 \text{ об/хв.}$

Коефіцієнти:

Тахогенератор $k_{\text{тах}}=10/1500=0,00667 \text{ В}/(\text{об}/\text{хв})$;

АЦП $k_{\text{АЦП}}=0,1 \text{ в.о.}/\text{В}$.

Разом:

$$k_{\omega, \text{заг}} = k_{\text{тах}} k_{\text{АЦП}} = 0.00667 \cdot 0.1 = 6.6710^{-4} \text{ в.о.}/(\text{об}/\text{хв}) . \quad (3.73)$$

Але $1/n_{\text{НОМ}}=1/1500=6,67 \cdot 10^{-4}$, тобто

$$\omega_{\text{ВИМ}}^* = \frac{n}{n_{\text{ВИМ}}} = \frac{\omega}{\omega_{\text{НОМ}}} \quad (3.74)$$

Через електромеханічну інерцію тахогенератора, фільтри й обробку беремо повільнішу, ніж у напруги, сталу часу, наприклад $T_{\omega, d}=0,05 \text{ с}$.

Тоді

$$T_{\omega, d} \frac{d\omega_{\text{ВИМ}}^*}{dt} + \omega_{\text{ВИМ}}^* = \omega^* \quad (3.75)$$

де $\omega^*=\omega/\omega_{\text{НОМ}}$.

Передатна функція давача частоти/швидкості (у в.о.):

$$G_{\omega, d} (s) = \frac{\omega_{\text{ВИМ}}^* (s)}{\omega^* (s)} = \frac{1}{T_{\omega, d} s + 1} = \frac{1}{0.05s + 1} \quad (3.76)$$

А в фізичних одиницях:

$$G_{\omega, d}^{\text{фіз}} (s) = \frac{\omega^* (s)}{n (s)} = \frac{1/1500}{0.05s + 1} = \frac{6.67 \cdot 10^{-4}}{0.05s + 1} \quad (3.77)$$

Тоді структурно-логічна схема керування ГЕС буде мати вигляд, як показано на рис. 3.5.-3.6



Рисунок 3.5 – Структурно-логічна схема системи керування ГЕС малої потужності

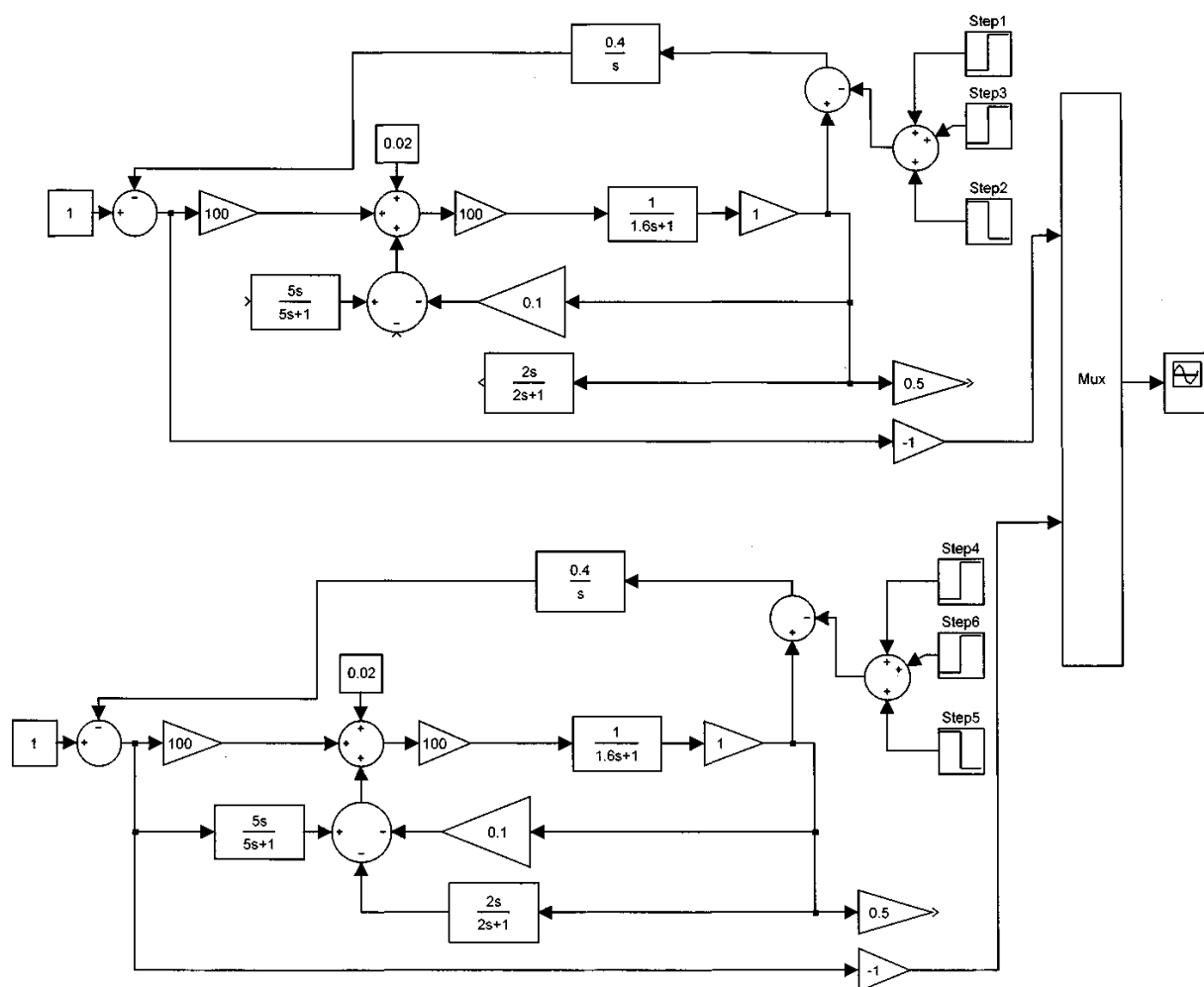


Рисунок 3.6 – Імітаційна схема системи керування ГЕС малої потужності

Визначимо загальні передатні функції:

1. Контур регулювання частоти з урахуванням давача

1.1. Відкритий контур

Структура:

$\omega_{\text{зад}} \rightarrow G_R \rightarrow G_P \rightarrow \omega \rightarrow G_{\omega d} \rightarrow \text{зворотній зв'язок}$

$$G_{\omega, \text{OL}}(s) = G_R^{(\omega)}(s)G_P^{(\omega)}(s)G_{\omega d}(s) = \frac{3s + 1.5}{s(0.05s + 1)(0.3s + 1)(2s + 1)(9s + 0.4)} \quad (3.78)$$

1.2. Закритий контур $\omega_{\text{зад}} \rightarrow \omega$

Закрита передатна функція з урахуванням вимірювальної ланки:

$$G_{\omega, \text{CL}}(s) = \frac{0.15s^2 + 3.075s + 1.5}{0.27s^5 + 6.447s^4 + 21.436s^3 + 9.94s^2 + 3.4s + 1.5} \quad (3.79)$$

2. Контур регулювання напруги з урахуванням давача

2.1. Відкритий контур

Структура:

$U_{\text{зад}} \rightarrow G_{\text{PI}} \rightarrow G_E \rightarrow U_t^* \rightarrow G_{Ud} \rightarrow \text{зворотній зв'язок}$

$$G_{U, \text{OL}}(s) = G_{\text{PI}}(s)G_E(s)G_{Ud}(s) = \frac{80s + 160}{s(0.02s + 1)(0.1s + 1)} \quad (3.80)$$

2.2. Закритий контур $U_{\text{зад}} \rightarrow U_t$

Передатна функція від уставки напруги до напруги на шинах генератора:

$$G_{U, \text{CL}}(s) = \frac{G_{\text{PI}}(s)G_E(s)}{1 + G_{\text{PI}}(s)G_E(s)G_{Ud}(s)} \quad (3.81)$$

Після підстановки:

$$G_{U, \text{CL}}(s) = \frac{1.6s^2 + 83.2s + 160}{0.002s^3 + 0.12s^2 + 81s + 160} \quad (3.82)$$

Імітаційна модель у Simulink показана на рис. 3.7

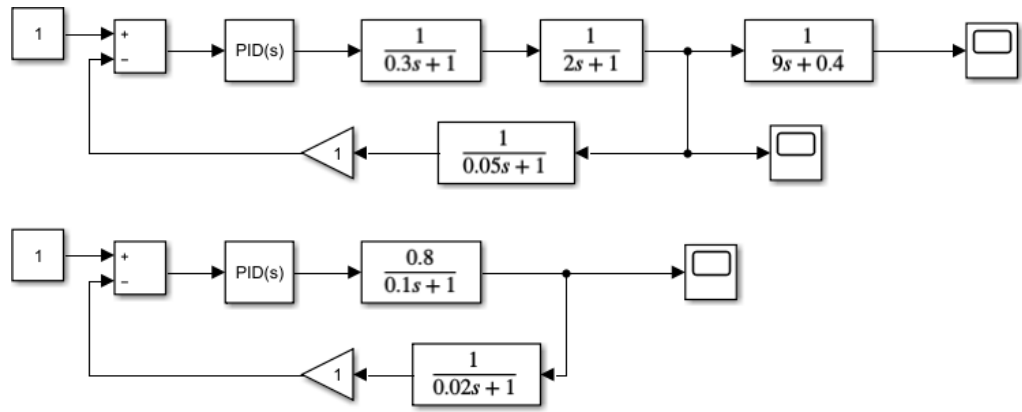


Рисунок 3.7 – Імітаційна модель у Simulink

3.3. Синтез систем керування, оптимізованих за критерієм максимуму комплексного показника якості гідроелектростанції

Розглянемо малу гідроелектростанцію із замкнутою системою автоматичного керування швидкістю (частотою) та напругою.

Динаміка об'єкта в просторі станів описується системою рівнянь:

$$\dot{x}(t) = f(x(t), u(t), d(t)), \quad y(t) = h(x(t), u(t), d(t)), \quad (3.83)$$

де $x(t) \in R^n$ – вектор стану (рівні б'єфів, витрата, кутова швидкість, кут ротора, ЕРС тощо);

$u(t) \in R^m$ – вектор керувальних дій (сигнали регулятора швидкості та АВР);

$d(t) \in R^p$ – вектор збурень (зміни потоку води, навантаження мережі тощо);

$y(t) \in R^q$ – вектор вихідних координат (частота ω , напруга U_t , активна потужність P_e та ін.).

Параметри регуляторів та вимірювальних ланок об'єднуємо у вектор налаштувань:

$$\theta = \left[\left[K_p^{(\omega)} \quad K_i^{(\omega)} \quad K_p^{(U)} \quad K_i^{(U)} \quad T_s \quad T_{Ud} \quad T_{\omega d} \quad \dots \right]^T \right] \in \Theta \subset R^r, \quad (3.84)$$

де Θ – допустима область параметрів (обмеження по мін/макс значеннях,

конструктивних вимогах та стійкості).

Замкнена система для фіксованого θ має вигляд:

$$\dot{x}(t;\theta) = f_{cl}(x(t;\theta), d(t);\theta), y(t;\theta) = h_{cl}(x(t;\theta), d(t);\theta). \quad (3.85)$$

Часткові показники якості

Нехай аналіз проводиться для множини характерних режимів/збурень $j=1, \dots, N$ (стрибок навантаження, зміна напору, пуск/зупинка тощо) на інтервалі $t \in [0, T]$. Для кожного набору параметрів θ вводимо часткові показники якості. Для системи керування позначаємо критерії якості – K , а вагові коефіцієнти – α .

1. Енергетичний показник (середній ККД):

$$K_{\eta}(\theta) = \frac{\sum_{j=1}^N \int_0^T P_e^{(j)}(t;\theta) dt}{\sum_{j=1}^N \int_0^T \rho g Q^{(j)}(t;\theta) H^{(j)}(t;\theta) dt}, \quad 0 < K_{\eta}(\theta) \leq 1 \quad (3.86)$$

2. Динамічний показник (якість перехідних процесів по частоті)

Використаємо інтегральний критерій типу ISE для відхилень частоти:

$$I_{\omega}(\theta) = \sum_{j=1}^N \int_0^T [\Delta\omega^{(j)}(t;\theta)]^2 dt, \quad \Delta\omega^{(j)}(t;\theta) = \omega^{(j)}(t;\theta) - \omega_{\text{ном}} \quad (3.87)$$

Нормований динамічний показник:

$$K_{\omega}(\theta) = \frac{1}{1 + \frac{I_{\omega}(\theta)}{I_{\omega}^{\text{ref}}}}, \quad 0 < K_{\omega}(\theta) \leq 1, \quad (3.88)$$

де $I_{\omega}^{\text{ref}} > 0$ – опорне (допустиме) значення критерію.

3. Динамічний показник по напрузі

Аналогічно вводимо:

$$I_U(\theta) = \sum_j \int_0^T [\Delta U_t^{(j)}(t;\theta)]^2 dt, \quad \Delta U_t^{(j)}(t;\theta) = U_t^{(j)}(t;\theta) - U_{\text{ном}}$$

$$K_U(\theta) = \frac{1}{1 + \frac{I_U(\theta)}{I_U^{\text{ref}}}}, \quad 0 < K_U(\theta) \leq 1 \quad (3.89)$$

4. Показник ресурсо- та надійнісних властивостей

Нехай кількість спрацювань захистів, глибоких перевантажень або операторських втручань за період спостереження позначимо як $N_{\text{под}}(\theta)$. Тоді:

$$K_R(\theta) = \frac{1}{1 + \frac{N_{\text{под}}(\theta)}{N_{\text{под}}^{\text{ref}}}}, 0 < K_R(\theta) \leq 1 \quad (3.90)$$

5. Комплексний показник якості

Комплексний показник якості роботи міні-ГЕС при налаштуваннях θ визначимо у вигляді зваженої суми нормованих часткових показників:

$$K_{\text{комп}}(\theta) = w_{\eta} K_{\eta}(\theta) + w_{\omega} K_{\omega}(\theta) + w_U K_U(\theta) + w_R K_R(\theta), \quad (3.91)$$

де вагові коефіцієнти задовольняють умовам:

$$w_{\eta}, w_{\omega}, w_U, w_R \geq 0, w_{\eta} + w_{\omega} + w_U + w_R = 1. \quad (3.92)$$

Або

$$I_{\text{ГЕС}} = w_{\text{енерг}} I_{\text{енерг}} + w_{\text{дин}} I_{\text{дин}} + w_{\text{ел}} I_{\text{ел}} + w_{\text{над}} I_{\text{над}} + w_{\text{екол}} I_{\text{екол}} + w_{\text{авт}} I_{\text{авт}} \quad (3.93)$$

Таким чином, $0 < I_{\text{комп}}(\theta) \leq 1$, причому більші значення відповідають кращим енергетичним, динамічним та надійнісним властивостям системи.

Задача оптимізації параметрів системи керування

Потрібно знайти такий вектор параметрів системи керування θ , який забезпечує максимум комплексного показника якості при дотриманні обмежень на параметри, змінні стану та вихідні величини.

Формально задача формулюється так:

Знайти $\theta^* \in \Theta$, що $\theta^* = \arg \max_{\theta \in \Theta} K_{\text{комп}}(\theta)$ за умов:

$$\left\{ \begin{array}{l} x(t;\theta) = f_{cl}(x(t;\theta), d(t);\theta); \\ y(t;\theta) = h_{cl}(x(t;\theta), d(t);\theta); \\ x(0;\theta) = x_0; \\ y_{\min} \leq y(t;\theta) \leq y_{\max}; \\ u_{\min} \leq u(t;\theta) \leq u_{\max}; \\ \forall t \in [0, T]; \\ \sigma(A_{cl}(\theta)) \subset \{s \in \mathbb{C} : \Re(s) < 0\}, \end{array} \right.$$

де $A_{cl}(\theta)$ – матриця лінеаризованої замкнутої системи для заданого набору параметрів θ ;

$y_{\min}, y_{\max}, u_{\min}, u_{\max}$ – обмеження, які враховують допустимі діапазони частоти, напруги, положення направляючого апарата, струмів збудження тощо;

$\Re(s) < 0$ – умова, яка гарантує асимптотичну стійкість замкненої системи.

У такому вигляді задача оптимізації системи керування міні-ГЕС за критерієм максимуму комплексного показника якості повністю формалізована і може бути реалізована чисельно (методи градієнтної оптимізації, генетичні алгоритми, пошук по сітці тощо) на базі розробленої лінеаризованої моделі.

3.4. Синтез систем керування, оптимізованих за критерієм максимальної енергоефективності

1. Визначення енергоефективності міні-ГЕС

Енергоефективність роботи міні-ГЕС у загальному випадку оцінюється відношенням корисної електричної енергії, що віддається в мережу, до потенційної енергії води, спожитої агрегатом за заданий період часу. На інтервалі $t \in [0, T]$ для заданого режиму (або сценарію збурень) j маємо:

- миттєва електрична потужність:

$$P_e^{(j)}(t;\theta) = P_e(x^{(j)}(t;\theta), u^{(j)}(t;\theta), d^{(j)}(t)); \quad (3.94)$$

- миттєва гідравлічна потужність потоку:

$$P_{\text{гiдр}}^{(j)}(t;\theta) = \rho g Q^{(j)}(t;\theta) H^{(j)}(t;\theta), \quad (3.95)$$

де $Q^{(j)}(t;\theta)$, $H^{(j)}(t;\theta)$ – витрата та напір у даному режимі.

Відповідно, середня (інтегральна) енергоефективність на множині характерних режимів $j=1, \dots, N$ визначається як:

$$\eta_{\text{ен}}(\theta) = \frac{\sum_{j=1}^N \int_0^T P_e^{(j)}(t;\theta) dt}{\sum_{j=1}^N \int_0^T \rho g Q^{(j)}(t;\theta) H^{(j)}(t;\theta) dt}, \quad 0 < \eta_{\text{ен}}(\theta) \leq 1. \quad (3.96)$$

Чим більшим є значення $\eta_{\text{ен}}(\theta)$, тим ефективніше система керування використовує наявний гідроресурс для виробництва електричної енергії.

Для зручності подальшої оптимізації введемо також еквівалентний функціонал питомих втрат енергії:

$$J_{\text{ен}}(\theta) = 1 - \eta_{\text{ен}}(\theta), \quad (3.97)$$

який зростає зі збільшенням втрат і дорівнює нулю при ідеально безвтратному перетворенні (формально недосяжному).

2. Оптимізаційний критерій максимальної енергоефективності

Основною метою є вибір такого вектору параметрів системи керування θ , який забезпечує максимум середньої енергоефективності міні-ГЕС на розглянутій множині режимів роботи. Формально задача оптимізації формулюється як:

$$\eta_{\text{ен}}^* = \max_{\theta \in \Theta} \eta_{\text{ен}}(\theta), \quad (3.98)$$

що можна переписати як:

$$\eta_{\text{ен}}^* = \max_{\theta \in \Theta} \frac{\sum_{j=1}^N \int_0^T P_e^{(j)}(t;\theta) dt}{\sum_{j=1}^N \int_0^T \rho g Q^{(j)}(t;\theta) H^{(j)}(t;\theta) dt}. \quad (3.99)$$

Еквівалентно, при переході до задачі мінімізації питомих втрат енергії:

$$\theta^* = \arg \min_{\theta \in \Theta} J_{\text{ен}}(\theta) = \arg \min_{\theta \in \Theta} \left[1 - \eta_{\text{ен}}(\theta) \right]. \quad (3.100)$$

3. Обмеження та повна постановка задачі

Оптимізація параметрів системи керування має проводитися з

урахуванням динаміки об'єкта, вимог до якості перехідних процесів та допустимих діапазонів експлуатаційних параметрів. Повна задача набуває вигляду:

Знайти $\theta^* \in \Theta$, що мінімізує $I_{\text{ен}}(\theta) = 1 - \eta_{\text{ен}}(\theta)$ за умов:

$$\begin{cases} x(t; \theta) = f_{\text{cl}}(x(t; \theta), d(t); \theta); \\ y(t; \theta) = h_{\text{cl}}(x(t; \theta), d(t); \theta); \\ x(0; \theta) = x_0; \\ y_{\min} \leq y(t; \theta) \leq y_{\max}; \\ u_{\min} \leq u(t; \theta) \leq u_{\max}; \\ \forall t \in [0, T]; \\ \sigma(A_{\text{cl}}(\theta)) \subset \{s \in \mathbb{C} : \Re(s) < 0\} \end{cases}$$

де

y_{\min}, y_{\max} – вектори допустимих значень вихідних координат (обмеження по частоті, напрузі, потужності, напору тощо);

u_{\min}, u_{\max} – обмеження на керувальні дії (положення направляючих лопаток, струми збудження, уставки регуляторів);

$\sigma(A_{\text{cl}}(\theta))$ – спектр матриці лінеаризованої замкнутої системи;

$\Re(s) < 0$ умова, яка забезпечує асимптотичну стійкість.

У такому вигляді задача оптимізації системи керування малою гідроелектростанцією за критерієм максимумальної енергоефективності є строго сформульованою й може бути розв'язана чисельно за допомогою ітераційних методів (градієнтних або безградієнтних) із використанням моделі міні-ГЕС у середовищі MATLAB/Simulink.

3.5. Висновки за розділом 3

У розділі 3 на основі розроблених математичних моделей виконано синтез та оптимізацію систем керування малою ГЕС, орієнтованих на підвищення комплексного показника якості.

Для реальної міні-ГЕС потужністю 100 кВт отримано лінеаризовану

модель у матричній формі, що описує динаміку основних станів (потужність, частота обертання, напруга, інші суттєві змінні) в околі робочої точки. Сформовано матриці A , B , C , D , які забезпечують компактне представлення моделі в термінах теорії автоматичного керування.

На основі лінеаризованої моделі визначено передатні функції основних каналів керування: канал потужності (регулятор навантаження/відкриття направляючого апарата), канал напруги (автоматичне регулювання збудження), а також допоміжні вимірювальні та виконавчі ланки. Це дало змогу перейти до частотного та часового аналізу системи й застосувати стандартні методи синтезу ПД-регуляторів.

Виконано синтез систем керування, оптимізованих за критерієм максимуму комплексного показника якості. У процесі оптимізації параметрів регуляторів використано інтегральні критерії ISE, ITA, ITAE, а також складові комплексного показника (енергетичну, динамічну, електротехнічну, надійнісну, екологічну та автономності). Підібрано параметри регуляторів потужності та напруги, що забезпечують швидкий перехідний процес із малим перерегулюванням, низькими енергетичними втратами та високою якістю електроенергії.

Проведено синтез систем керування, оптимізованих за критерієм максимальної енергоефективності, у якому основний акцент зроблено на мінімізації енергетичних втрат у перехідних режимах. Одержано налаштування регуляторів, для яких перехідні процеси характеризуються відсутністю перерегулювання й мінімальними енергетичними втратами, але більш повільним виходом на номінальний режим.

Порівняльний аналіз показав, що оптимізація тільки за енергоефективністю не забезпечує одночасного виконання вимог до динаміки та якості електроенергії, тоді як оптимізація за комплексним показником якості дозволяє досягти кращого компромісу між швидкодією, енергоефективністю, надійністю та показниками якості електроенергії.

Отримані результати створюють основу для подальшої експериментальної перевірки й практичної реалізації.

РОЗДІЛ 4. АНАЛІЗ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ГЕС МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ

4.1. Аналіз перехідних характеристик потужності мініГЕС за різними алгоритмами керування

Метою аналізу перехідних процесів потужності є кількісна оцінка динамічної якості роботи автоматизованої системи керування міні-ГЕС у режимах зміни навантаження. На основі перехідних характеристик:

- визначаються час встановлення потужності, величина перерегулювання, характер коливань і здатність системи демпфувати збурення;

- оцінюється рівень динамічних втрат енергії (надмірна подача потужності при перерегулюванні, розкачка гідравлічної системи, повторні корекції регулятора);

- перевіряється виконання вимог до якості електроенергії (глибина та тривалість відхилень потужності, а отже – частоти та напруги);

- здійснюється порівняння різних варіантів налаштувань регуляторів (неоптимальний, оптимізований за енергоефективністю, оптимізований за комплексним показником якості) з точки зору сумісної дії енергетичних та динамічних критеріїв.

Таким чином, аналіз перехідних характеристик потужності є інструментом перевірки того, наскільки обрана структура й параметри системи керування забезпечують одночасно стійкість, енергоефективність і високу якість електроенергії в усіх характерних режимах роботи міні-ГЕС.

За результатами моделювання, побудовані перехідні характеристики потужності мініГЕС за різними алгоритмами налаштування регуляторів: неоптимальне налаштування, регулятор, оптимізований за критерієм максимальної енергоефективності, та регулятор, оптимізований за критерієм

максимальним комплексним показником якості. Графіки перехідних процесів показані на рис.4.1.

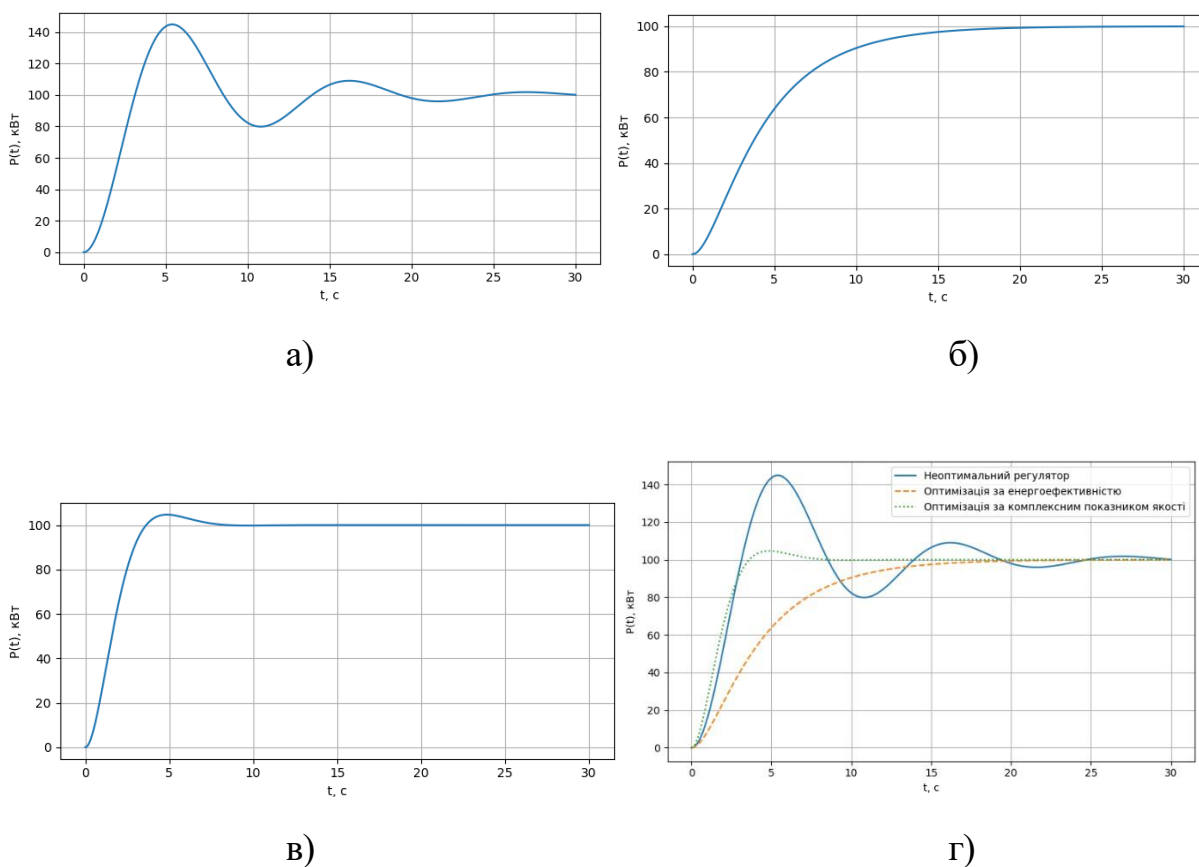


Рисунок 4.1 – Графіки перехідних процесів потужності. а) – неоптимальний регулятор $K_{pP}=0,50$; $K_{iP}=1,80$; б) – регулятор, оптимізований за критерієм максимальної енергоефективності $K_{pP}=5,0$; $K_{iP}=1,25$; в) – регулятор, оптимізований за критерієм максимального комплексного показника якості $K_{pP}=5,30$; $K_{iP}=4,05$; г) – порівняльний графік

За перехідною характеристикою для неоптимального регулятора спостерігається:

- значне перерегулювання потужності: максимум досягає приблизно 140–145 кВт при номінальному значенні 100 кВт (перерегул близько 40–45 %);
- наявність виражених коливань: після першого піку потужність провалюється нижче номіналу, потім ще кілька разів перехідний процес змінює знак відхилення;
- затягнутий час встановлення – система виходить в околі 100 кВт лише

після 20–25 с, причому навіть на кінці інтервалу ще помітні залишкові коливання.

Такий режим призводить до підвищених динамічних навантажень на турбіну, генератор і гідротракт, а також до збільшених втрат енергії: протягом суттєвої частини перехідного процесу агрегат працює або з надлишковою потужністю, або із заниженою, що зменшує інтегральний ККД та погіршує якість електроенергії.

Для регулятора, оптимізованого за енергетичним критерієм, характерні такі риси:

- монотонне зростання потужності до номінального значення без перерегулювання (крива повільно «підповзає» до 100 кВт);
- відсутність коливань та зміни знаку відхилення – система поводить себе як добре демпфована аперіодична ланка;
- час встановлення більший, ніж у регуляторі, налаштованого за комплексним критерієм: на досягнення 95–98 % номіналу потрібно орієнтовно 15–20 с.

Така динаміка мінімізує динамічні втрати енергії: немає різких піків потужності, зменшені гідравлічні перевантаження, робоча точка плавно входить у зону максимального ККД. Однак повільне відновлення потужності після збурення може бути небажаним у режимах, де споживачі чутливі до швидкості реакції джерела.

Перехідний процес для регулятора, оптимізованого за комплексним показником якості, має проміжний, «збалансований» характер:

- швидке наростання потужності до номіналу: основний фронт триває лише 3–5 с;
- невелике перерегулювання – максимум 103–105 кВт (3–5 %), що відповідає допустимим нормам для енергетичного обладнання;
- швидке демпфування: після першої хвилі відхилення швидко затухають, і вже приблизно через 7–8 с потужність практично стабілізується

біля 100 кВт.

Такий вид перехідної характеристики свідчить, що регулятор забезпечує добрий компроміс між швидкодією, енергоефективністю та якістю електроенергії. Динамічні втрати енергії помітно менші, ніж у неоптимальному випадку, а час реакції – значно кращий, ніж у суто «енергоощадного» варіанта.

Таким чином, можна зробити висновок:

Динамічна якість:

Неоптимальний регулятор демонструє низьку динамічну якість: велике перерегулювання, тривалі коливання, великий час встановлення. Енергоефективно налаштований регулятор забезпечує хороше демпфування, але ціною збільшення часу реакції. Регулятор, оптимізований за комплексним критерієм, забезпечує найкращий компроміс: швидкий перехідний процес з малим перерегулюванням.

Енергоефективність у перехідних режимах:

У неоптимальному варіанті надлишкові піки потужності та коливання означають істотні додаткові втрати енергії: агрегат частину часу працює з потужністю значно вище або нижче номінальної, при відхиленні від оптимального ККД. У варіанті з енергетично оптимізованим регулятором втрати в перехідних режимах мінімізовані, оскільки відсутнє перерегулювання й немає “розгойдування” системи. Комплексно оптимізований регулятор має деяке, але невелике перерегулювання, однак за рахунок швидкого затухання сумарні енергетичні втрати істотно менші, ніж у неоптимальному випадку, і лише трохи більші, ніж для чисто енергетичного критерію.

Якість електроенергії та експлуатаційні властивості:

Неоптимальні налаштування можуть призвести до недопустимих відхилень потужності й, відповідно, частоти та напруги, а також до частіших спрацювань захистів і скорочення ресурсу обладнання. Енергетично оптимізований регулятор дає дуже “спокійний” режим, що добре для ресурсу,

але може бути повільним для споживачів, які вимагають швидкого відновлення потужності. Оптимізація за комплексним показником якості дозволяє одночасно виконати вимоги до динаміки, енергоефективності та якості електроенергії, що робить цей варіант найбільш збалансованим для промислової експлуатації міні-ГЕС.

Аналіз перехідних характеристик потужності підтверджує доцільність використання інтегрального (комплексного) критерію при оптимізації параметрів системи керування міні-ГЕС. Просте «ручне» або суто енергетичне налаштування не дозволяє одночасно забезпечити достатню швидкодію, низькі динамічні втрати та високу якість електроенергії. Комплексний підхід дає змогу отримати режим, у якому:

- час встановлення потужності є прийнятно малим;
- перерегулювання не перевищує допустимих меж;
- динамічні й енергетичні втрати знижуються до рівня, що відповідає вимогам до сучасних енергоефективних міні-ГЕС.

4.2. Аналіз перехідних характеристик напруги генератора за різними алгоритмами керування

Метою аналізу перехідних процесів напруги є оцінювання здатності системи автоматичного регулювання напруги міні-ГЕС забезпечувати заданий рівень напруги на шині генератора (або приєднання до мережі) в умовах зміни навантаження та збурень. На основі перехідних характеристик:

- визначаються перерегулювання напруги, тривалість і глибина відхилень від номінального значення;
- оцінюються час встановлення та ступінь демпфування перехідних процесів;
- аналізується відповідність режимів роботи вимогам якості електроенергії (ДСТУ щодо допустимих відхилень напруги);
- порівнюються різні алгоритми регулювання напруги з погляду

компромiсу мiж швидкодiєю, стiйкiстю та енергоефективнiстю.

За результатами моделювання, побудованi перехiднi характеристики напруги генератора мiнiГЕС за рiзними алгоритмами налаштування регуляторiв: неоптимальне налаштування, регулятор, оптимiзований за критерiєм максимальної енергоефективностi, та регулятор, оптимiзований за критерiєм максимальним комплексним показником якостi. Графiки перехiдних процесiв показанi на рис.4.2.

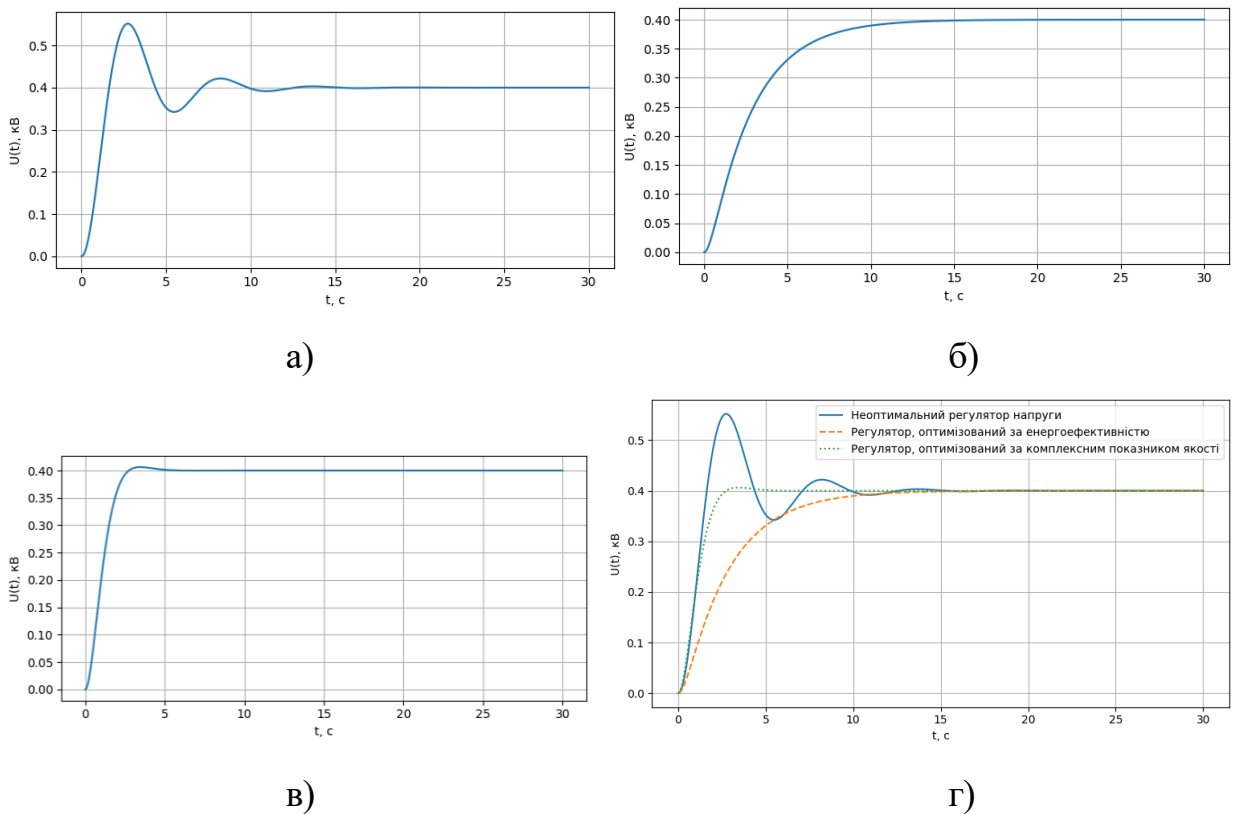


Рисунок 4.2 – Графiки перехiдних процесiв напруги генератора. а) – неоптимальний регулятор $K_{pU}=0,05$; $K_{iU}=6,13$; б) – регулятор, оптимiзований за критерiєм максимальної енергоефективностi $K_{pU}=2,00$; $K_{iU}=2,00$; в) – регулятор, оптимiзований за критерiєм максимального комплексного показника якостi $K_{pU}=1,40$; $K_{iU}=4,50$; г) – порiвняльний графiк

З графiка перехiдної характеристики видно, що:

- при ступеневiй змiнi уставки напруги виникає значне перерегулювання (напруга зростає вище номiналу, потiм проходить через область значення

нижче номіналу);

- спостерігаються коливання напруги з поступовим затуханням; кілька разів змінюється знак відхилення від 0,4 кВ;

- час встановлення досить великий: напруга входить у вузьку зону навколо номінальної лише після 10–12 с.

Такий режим є небажаним, оскільки короточасні піки напруги і провали можуть призводити до погіршення роботи чутливих споживачів, додаткового нагріву ізоляції та підвищеного зносу обладнання.

Регулятор напруги, оптимізований за критерієм максимуму енергоефективності, дає таку картину:

- напруга зростає монотонно до номінальної без перерегулювання;
- перехідний процес нагадує аперіодичну ланку з великим демпфуванням;

- час встановлення більший, порівняно з комплексно оптимізованим регулятором, але напруга практично не виходить за межі допустимих відхилень.

У такому режимі мінімізуються динамічні втрати енергії й механічні навантаження на збудник та комутаційну апаратуру. Недолік – дещо повільна реакція на різкі зміни навантаження, що може бути критичним для деяких споживачів.

Перехідна характеристика при використанні регулятора напруги, оптимізованого за комплексним показником якості показує:

- швидке наростання напруги до номінального значення (основний фронт триває кілька секунд);

- невелике перерегулювання (порядку кількох відсотків), після чого коливання швидко затухають;

- час встановлення помітно менший, ніж у енергетично орієнтованого регулятора, при збереженні допустимих відхилень напруги.

Такий режим можна вважати оптимальним з точки зору одночасного

забезпечення швидкодії, стійкості та якості електроенергії.

Порівняння перехідних процесів напруги:

За перерегулюванням та коливаннями:

Неоптимальний алгоритм має найбільше перерегулювання та виражені коливання. Енергетично оптимізований регулятор фактично усуває перерегулювання, але робить систему більш повільною. Регулятор, оптимізований за комплексним показником якості, забезпечує невелике, контрольоване перерегулювання й швидке згасання.

За часом встановлення:

Найдовший час перехідного процесу – у неоптимального регулятора. Енергетично оптимізований – повільний, але стабільний. Комплексно оптимізований – найшвидший вихід напруги на номінальний рівень при збереженні стійкості.

За впливом на якість електроенергії:

Неоптимальний варіант потенційно порушує вимоги до якості електроенергії через надмірні відхилення напруги. Енергетично орієнтований алгоритм забезпечує високу стабільність напруги, але може не відповідати вимогам швидкодії при раптових змінах навантаження. Комплексний підхід забезпечує прийнятний рівень відхилень напруги в поєднанні з достатньою швидкістю, що робить його найбільш збалансованим для реальної експлуатації міні-ГЕС.

Таким чином, аналіз перехідних процесів напруги показує, що оптимізація за єдиним енергетичним критерієм не гарантує необхідної якості електроенергії, а прості «неоптимальні» налаштування призводять до неприпустимих коливань і перерегулювань. Використання комплексного показника якості, який одночасно враховує енергетичні, динамічні та експлуатаційні вимоги, дозволяє отримати режим регулювання напруги, що задовольняє вимоги нормативів та забезпечує надійну роботу міні-ГЕС у змінних режимах.

4.3. Вплив параметрів регулювання на показники якості

4.3.1. Визначення інтегральних показників якості перехідних процесів

Розрахуємо інтегральні показники для перехідного процесу потужності $P(t)$ для міні-ГЕС 100 кВт для трьох випадків:

- неоптимальний регулятор;
- регулятор, оптимізований за енергоефективністю;
- регулятор, оптимізований за максимумом комплексного показника якості.

Усі значення отримані на лінеаризованій моделі, для ступеневої зміни уставки потужності з 0 до 100 кВт на інтервалі 0–30 с, крок 0,01 с.

Позначення (для помилки $e(t)=P(t)-P_{ном}$)

Аналізуємо такі показники: ISE – інтеграл квадрата похибки
$$ISE = \int_0^T e^2(t) dt$$
; IAE – інтеграл модуля відхилення:
$$IAE = \int_0^T |e(t)| dt$$
; ITAE – інтеграл часу помноженого на модуль відхилення:
$$ITAE = \int_0^T t |e(t)| dt$$
.

Числові значення ISA, ITA, ITAE.

Неоптимальне регулювання:

$$ISE_{неопт} = 21008,7$$

$$ITA_{неопт} = 58470,0$$

$$ITAE_{неопт} = 2776,9$$

Регулятор, оптимізований за енергоефективністю:

$$ISA_{енерг} = 28150,4$$

$$ITA_{енерг} = 60945,7$$

$$ITAE_{енерг} = 1893,6$$

ISA, ITA більші за неоптимальний варіант (через триваліший, хоч і неколивальний перехідний процес, помилка існує довго, хоч без великих

піків). ІТАЕ менший, ніж у неоптимальному варіанті — немає великого перерегулювання, помилка монотонно спадає.

Регулятор, оптимізований за максимумом комплексного показника якості

$$ISE_{\text{компл}}=11746,8$$

$$ІТА_{\text{компл}}=9180,8$$

$$ІТАЕ_{\text{компл}}=245,4$$

Тут ІСА приблизно вдвічі менший, ніж у неоптимальному варіанті; ІТА в 6 разів менший; ІТАЕ в 11 разів менший; перехідний процес майже ідеальний: швидкий вихід на режим з малим перерегулюванням і швидким затуханням.

Нормовані показники якості за ІСЕ, ІТА, ІТАЕ

Щоб звести всі три інтеграли до безрозмірних «показників якості» (чим більше – тим краще), нормалізуємо їх відносно неоптимального варіанту:

$$I_{ISE} = \frac{1}{1 + \frac{ISE}{ISE_{\text{неопт}}}}; I_{ITA} = \frac{1}{1 + \frac{ITA}{ITA_{\text{неопт}}}}; I_{ITAE} = \frac{1}{1 + \frac{ITAE}{ITAE_{\text{неопт}}}}$$

Тоді:

Неоптимальний регулятор:

$$I_{ISE}=0,50; I_{ITA}=0,50; I_{ITAE}=0,50.$$

Оптимізація за енергоефективністю

$$I_{ISE}=0,427; I_{ITA}=0,49; I_{ITAE}=0,595.$$

Оптимізація за комплексним показником якості

$$I_{ISE}=0,641; I_{ITA}=0,864; I_{ITAE}=0,919.$$

Інтегральний показник якості за ІСА, ІТА, ІТАЕ

Візьмемо ваги (орієнтовно):

$w_{ISE}=0,3$ – важливість квадрату відхилень (енергетичні й навантажувальні наслідки);

$w_{ITA}=0,3$ – значущість «розтягування» помилки в часі;

$w_{ITAE}=0,4$ – найбільший акцент на ІТАЕ як «класичному» критерію.

Інтегральний показник системи керування:

$$I = w_{ISE} I_{ISE} + w_{ITA} I_{ITA} + w_{ITAE} I_{ITAE}$$

Неоптимальний регулятор: $I_{неопт} = 0,5$;

Регулятор, оптимізований за енергоефективністю: $I_{енерг} = 0,513$;

Регулятор, оптимізований за комплексним показником: $I_{компл} = 0,819$.

4.3.2. Визначення комплексного показника якості

Нормовані показники якості I_i (0.5 – базовий рівень наближено відповідає неоптимальному регулюванню; чим більше – тим краще.)

Результати нормованих показників зведемо в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 – Нормовані показники якості ГЕС та комплексний показник якості за різними алгоритмами керування

	Неоптимальне керування (база)	Оптимізоване за енергоефективністю	Оптимізоване за комплексним показником якості
$I_{енерг}$	0,5	0,69	0,65
$I_{дин}$	0,5	0,65	0,92
$I_{ел}$	0,5	0,55	0,86
$I_{над}$	0,5	0,53	0,64
$I_{екол}$	0,5	0,49	0,72
$I_{авт}$	0,5	0,65	0,70
$I_{ГЕС}$	0,5	0,55	0,77

Комплексні показники якості мініГЕС:

$$I_{ГЕС}^{неопт} = 0,25 \cdot 0,69 + 0,25 \cdot 0,59 + 0,2 \cdot 0,4 + 0,15 \cdot 0,43 + 0,1 \cdot 0,49 + 0,05 \cdot 0,72 = 0,55$$

$$I_{ГЕС}^{опт} = 0,25 \cdot 0,65 + 0,25 \cdot 0,92 + 0,2 \cdot 0,86 + 0,15 \cdot 0,64 + 0,1 \cdot 0,72 + 0,05 \cdot 0,70 = 0,77$$

Неоптимальний регулятор має базову якість: великі інтегральні динамічні показники, значні енергетичні й «надійнісні» втрати, середню якість електроенергії, підвищені вимоги до втручань персоналу.

Регулятор, оптимізований за енергоефективністю, покращує динамічні, енергетичні показники та автономність.

Регулятор, оптимізований за комплексним показником якості, забезпечує одночасне покращення енергетичних, динамічних та електричних показників. Значення комплексного показника суттєво перевищує аналогічний параметр для інших алгоритмів, що підтверджує ефективність підходу, в якому всі критерії враховуються одночасно.

4.4. Підвищення економічних показників якості ГЕС малої потужності шляхом раціонального вибору типу генератора

Застосування асинхронних генераторів (АГ) тривалий час стримувалося в основному з двох причин: через відсутність малогабаритних силових конденсаторів, що забезпечують збудження генератора та компенсацію реактивної потужності навантаження, а також через складність стабілізації вихідної напруги.

На відміну від синхронних генераторів, які застосовуються на потужних ГЕС, асинхронні генератори не схильні до небезпек випадання з синхронізму. Однак асинхронні генератори не набули широкого поширення, що пояснюється рядом їх недоліків у порівнянні з синхронними генераторами.

Одним із суттєвих недоліків асинхронних генераторів є значна реактивна потужність, що споживається ними з мережі. Величина цієї потужності пропорційна намагнічує струм I_0 і може досягати 50% і більше від номінальної потужності машини [42].

З цього випливає, що для роботи 2-3 асинхронних генераторів необхідно використовувати один синхронний генератор такої потужності, що і потужність одного асинхронного генератора.

Якщо ж асинхронні генератори працюють паралельно загальну мережу з кількома синхронними генераторами, то велика величина реактивної потужності збудження асинхронних генераторів значно знизить коефіцієнт

потужності всієї електричної мережі.

Асинхронний генератор може й автономних умовах, тобто. без включення до спільної мережі. Але в цьому випадку для отримання реактивної потужності, необхідної для намагнічування генератора, використовується батарея конденсаторів, що включені паралельно навантаженню на висновки генератора.

Поряд з технічними та експлуатаційними характеристиками генераторів, одним з основних критеріїв вибору типу генератора для гідроелектростанції малої потужності є також і вартісні показники генераторів та супутніх їх пристроїв (системи збудження та стабілізації напруги та частоти). Особливо це актуально при реконструкції, модернізації та відновленні існуючих, але перебувають в аварійному стані міні та малих ГЕС. Так як витрати на реконструкцію гідротехнічних споруд, будівлі станції та головної електричної схеми, практично не відрізняються і мало залежать від типу гідрогенератора, то вирішальним значенням при порівнянні техніко-економічних показників, буде вибір типу гідрогенератора (синхронний, асинхронний або генератор постійного струму) .

Визначемо, який тип генератора буде найбільш економічно виправданий при різних потужностях агрегату.

При розрахунку вартості генераторів було проведено аналіз вартісних показників устаткування основних провідних виробників України та низки зарубіжних фірм. Ціни на генератори визначалися шляхом знаходження середнього значення різних типів генераторів від різних виробників. Варто зауважити, що цінова політика різних виробників відрізняється в межах 3-5%, що робить нашу вибірку репрезентативною [43-50].

При розрахунку вартості враховувалися системи збудження синхронних генераторів, конденсаторні батареї асинхронних генераторів, необхідні самозбудження, а також генератори постійного струму (ГПТ) без урахування інвертора, вартість якого становить, залежно від типу і потужності, близько

50% вартості ГПТ.

На рис. 4.3 представлено графічну залежність ринкової вартості генераторів різних типів в залежності від їх потужності. Вартість електричних машин зазначена в умовних одиницях, де 1 у.о. = 10\$.

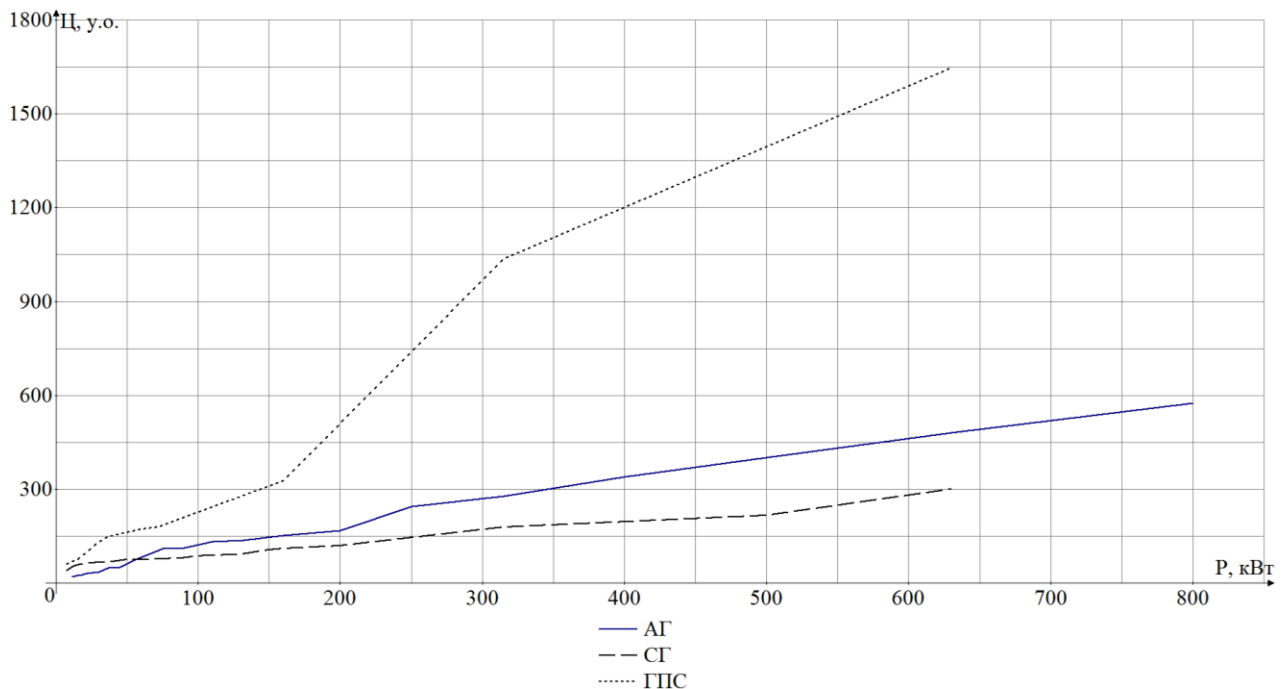


Рисунок 4.3 – Залежність вартості генераторів від їхньої потужності

Аналіз цього економічного порівняння показує, що застосування ГПТ є найменш виправданим і підтверджується відсутністю даних генераторів на станціях типу, що розглядається. Особливо це буде проявлятися, якщо врахувати вартість інверторів та додаткових фільтрів, що згладжують для забезпечення необхідної якості електроенергії.

На рис. 4.4 показаний фрагмент вище наведеної залежності для діапазону малих потужностей. Звідси видно, що використання АГ економічно виправдане за потужності генератора до 50 кВт, за більшої потужності економічно виправдано СГ. У літературі [51] найбільш доцільним з техніко-економічних міркувань рекомендується застосовувати асинхронні генератори потужністю трохи більше 20 кВт. На нашу думку дана різниця в потужностях АГ, рекомендованих до застосування пов'язана з тим, що останнім часом

проблема з громіздкими і дорогими конденсаторами збудження відійшла на другий план, оскільки створені високоефективні плівкові конденсатори серії К78-17, що самовідновлюються, які за своїми техніко-економічними показниками перевершують конденсатори попередніх серій. Таке якісне поліпшення характеристик конденсаторів створило передумови для розширення сфери застосування АГ з конденсаторним самозбудженням. Даний графік підтверджує тенденцію використання АГ на вітроенергетичних установках, де за малих потужностей вітроагрегату АГ перевищують СГ за низкою техніко-економічних показників [52, 53].

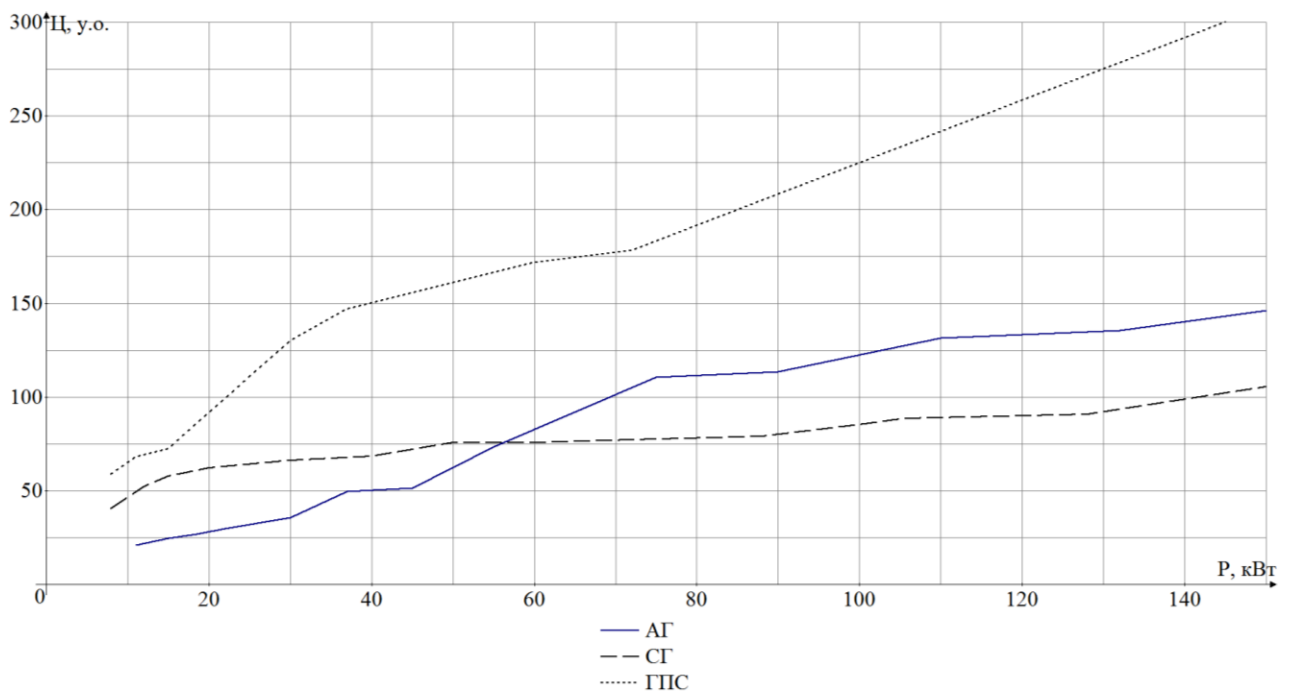


Рисунок 4.4 – Фрагмент залежності вартості генераторів від їхньої потужності

Характер залежності вартості генераторів від потужності пояснюється залежністю маси генераторів від потужності (див. рис. 4.5). На малих потужностях маси СГ більше, т.к. якор СГ цих потужностях більше ротора АГ через полюсності. На великих потужностях площа рамки АГ повинна бути великою для створення необхідного магнітного потоку, що забезпечує задану потужність. У зв'язку з цим розміри ротора АГ значно перевищують розміри

якоря СГ, де такої залежності немає, а розмір машини визначаються струмами статора. Значення потужності, коли маси СГ і АГ рівні, становить близько 90 кВт.

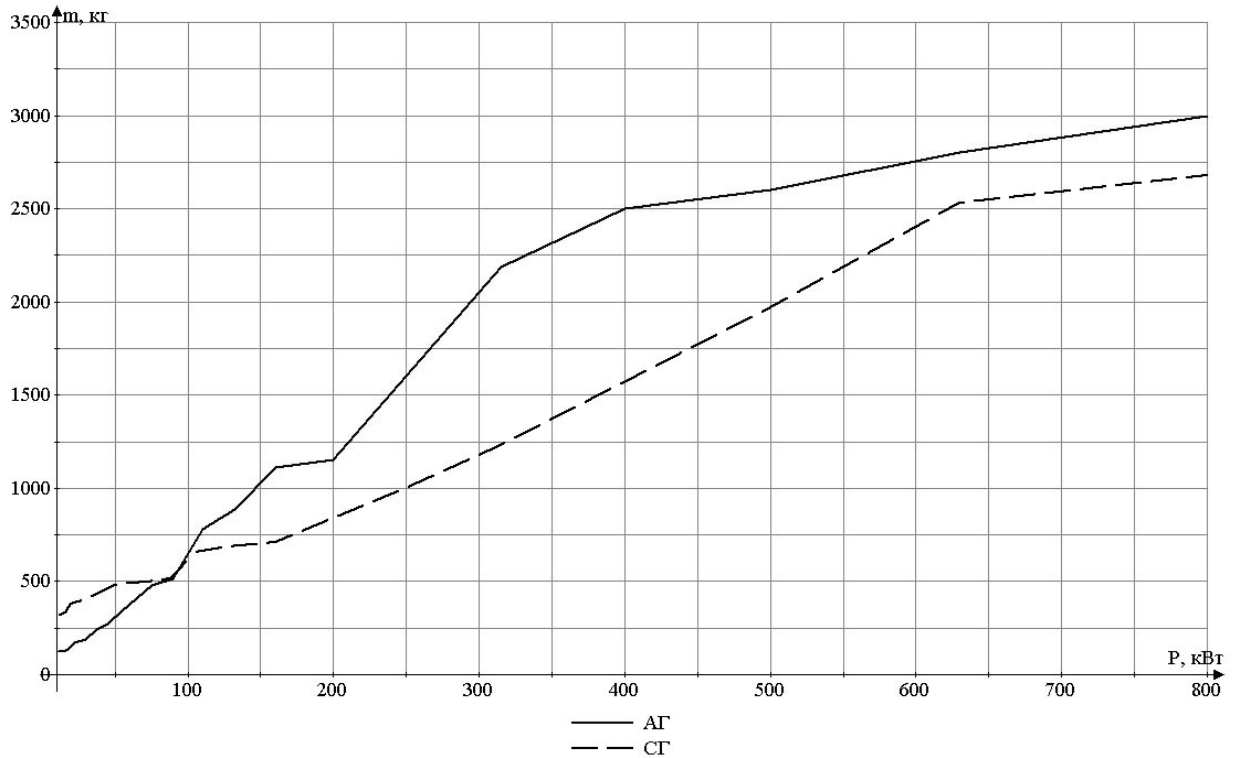


Рисунок 4.5 – Залежність маси генераторів від їхньої потужності

Визначено орієнтовні терміни окупності для синхронних та асинхронних генераторів, показані на рис. 4.6.

Даний розрахунок носить суто економічний характер і не враховує технічних особливостей роботи АГ та СГ в автономному режимі та на мережу, що необхідно враховувати за повного техніко-економічного аналізу. Для остаточної відповіді на питання про доцільність застосування АГ для малих ГЕС необхідно провести повне порівняння технічних характеристик АГ і СГ у різних режимах роботи генераторів. Сюди відноситься зміна напруги та частоти на виході генератора при пульсаціях витрати та напору на мГЕС, а також при режимних змінах витрати. Це питання вимагає ретельного опрацювання, т.к. на мГЕС малої потужності може бути використаний спрощений регулятор, у зв'язку з чим точність підтримки частоти обертання

гідроагрегату та його потужності нижче, ніж у великих ГЕС.

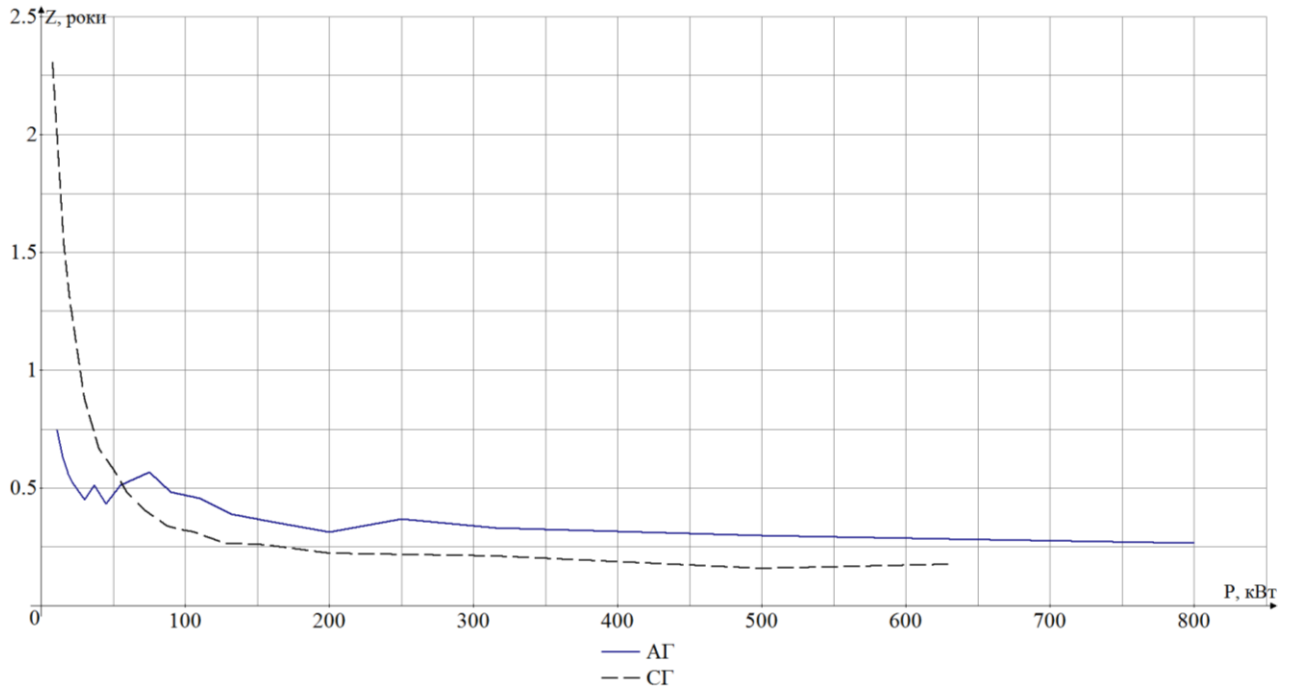


Рисунок 4.6 – Термін окупності синхронних та асинхронних генераторів

Узагальнюючи результати проведеного аналізу можна відзначити, що питання використання асинхронних генераторів, або асинхронних двигунів в якості генераторів на ГЕС малої потужності, вимагають подальшого вивчення з детальним опрацюванням методик і теорій роботи АГ у нормальних, аварійних та перехідних режимах при автономній роботі та роботі на ЕЕС.

Поряд з цим, у літературі відсутні чіткі рекомендації та критерії вибору типу генератора на мГЕС (синхронні або асинхронні) залежно від потужності та положення мГЕС в ЕЕС.

Вирішення вищевказаних завдань дозволить підвищити техніко-економічні показники мГЕС, знизити капітальні витрати і собівартість електроенергії, що виробляється, що, зрештою, призведе до більш ефективного використання відновлюваних джерел енергії.

Вибір типу генератора, а отже і вартість капітальних вкладень, є визначальним при проектуванні, реконструкції та відновленні малих та мікро

ГЕС.

Генератори постійного та їх системи стабілізації напруги та частоти є найбільш дорогими та є економічно невиправданими для застосування на малих та мікро ГЕС.

Використання АГ економічно виправдане за потужності генератора до ~50 кВт (критерій оптимальності), за більшої потужності економічно виправдано СГ.

4.5. Практичні рекомендації щодо оптимізації систем керування за критерієм максимуму комплексного показника якості

Практична оптимізація системи керування малою ГЕС за критерієм максимуму комплексного показника якості вимагає поєднання коректної математичної моделі, грамотного вибору структури регуляторів та поетапної настройки з урахуванням реальних обмежень агрегату. Нижче наведено узагальнені практичні рекомендації, орієнтовані саме на міні-ГЕС потужністю порядку 50–500 кВт.

1. Вибір математичної моделі

На практиці доцільно використовувати модель 2–3 порядку для гідравліки (верхній/нижній б'єфи, водовід, турбіна) та 2–3 порядку для електромеханічної частини (вал, генератор, АВР). Модель повинна добре відтворювати:

- час наростання/спаду потужності при зміні навантаження;
- характер коливань рівня та тиску;
- статичні залежності $P(Q,H)$ та $\eta(Q,H)$.

Враховувати вимірювальні ланки.

У комплексний показник якості входять показники по частоті й напрузі, отже, динаміка давачів (напруга, частота, витрата) повинна бути врахована:

- моделі типу $G_{ud}(s)=1/(T_{ud}s+1)$, $G_{\omega d}(s)=1/(T_{\omega d}s+1)$ з реалістичними стало-часами (20–50 мс для напруги, 50–100 мс для частоти).

Якщо давачі «згладжують» сигнал надто сильно, регулятор неминуче буде пізно реагувати, що погіршує і динаміку, і енергоефективність.

Калібрувати модель за паспортом і вимірюваннями.

Перед оптимізацією варто:

- звірити модельні значення ККД, потужності та витрати при 2–3 робочих точках із реальними (або паспортними);
- при потребі підрегулювати коефіцієнти втрат у водоводі, реактивні опори генератора, інерцію валу.

2. Логічний порядок настройки: спочатку стійкість, потім якість, потім енергоефективність

Крок 1 – забезпечити базову стійку роботу.

Перед будь-якою оптимізацією за комплексним критерієм необхідно:

- обрати стартові значення $K_p(\omega)$, $K_i(\omega)$, $K_p(U)$, $K_i(U)$, які дають стійкі перехідні процеси без зриву синхронізму та без «качки» по напрузі;
- перевірити, що при стандартних збуреннях ($\pm 10\text{--}20\%$ навантаження, зміна витрати) частота та напруга не виходять за допустимі межі.

Крок 2 – покращення динаміки (мінімізація інтегральних відхилень).

На цьому етапі доцільно:

- налаштувати ПІ-регулятор швидкості так, щоб час встановлення частоти був прийнятним (наприклад, до 5–7 с при стрибку навантаження) і без значних перерегулювань;
- відрегулювати АВР, щоб напруга відновлювалась швидко, але без коливань та «полювання» навколо уставки.

Лише після цього доцільно переходити до енергоорієнтованої оптимізації, коли комплексний показник якості включає в себе також енергетичні складові.

Крок 3 – енергоефективність як «тонка настройка».

Енергоефективність сильно залежить від:

- форми перехідних процесів (зайві коливання = зайві гідравлічні й

електромагнітні втрати);

- положення робочої точки турбіни (відхилення від області максимального ККД);

Тому потім слід оптимізувати регулятори так, щоб:

- уникати глибоких та тривалих провалів/піків потужності;

- мінімізувати коливальні режими, які «розгойдують» рівні, напір і

момент.

3. Практичні поради щодо вибору критеріїв і вагових коефіцієнтів

Баланс між динамікою і енергією.

У комплексний показник якості доцільно включати щонайменше:

- інтегральний критерій по частоті (ISE/ITAE для $\Delta\omega$);

- інтегральний критерій по напрузі;

- інтегральну оцінку ККД або питомих втрат енергії:

$$\eta_{\text{ен}}(\theta) = \frac{\int_0^T P_e dt}{\int_0^T \rho g Q H dt}$$

При цьому вагові коефіцієнти бажано обирати так, щоб не жертвувати стабільністю заради частки відсотка ККД. Типовий практичний компроміс:

0,5–0,6 – ваги динамічних властивостей (частота + напруга),

0,4–0,5 – вага енергоефективності.

Нормування критеріїв – ключ до адекватної оптимізації.

Перед формуванням комплексного показника корисно:

- розрахувати базові значення критеріїв для «ручних» налаштувань;

- ділити кожен показник на його опорне значення, щоб різні складові

мали порівнянний вплив.

Це запобігає ситуації, коли, наприклад, критерій по напрузі чисельно в 10–100 разів менший за енергетичний і практично «не помічається» оптимізатором.

4. Рекомендації щодо структури і параметрів регуляторів

Використовувати ПІ, а не «чистий» П.

Для міні-ГЕС доцільно застосовувати ПІ-регулятори як у контурі частоти, так і в контурі напруги, тому що:

- забезпечується нульова статична похибка;
- вдається контролювати компроміс між швидкістю та перерегулюванням.

ПД або ПІД-регулятор часто дає надмірну чутливість до шумів і похибок давачів, що в польових умовах створює зайві проблеми.

Сатурація виконавчих органів (сервоприводи направляючих, збудження) неминуча. Тому в інтегральній частині регулятора потрібно застосовувати:

- обмеження інтегральної складової;
- антинакопичення (заміна інтегрування на режим утримання при насиченні).

Це зменшує перерегулювання та прискорює відновлення режиму після виходу з насичення, а отже покращує і динаміку, і енергоефективність.

Настроювати (статизм) з урахуванням режиму роботи.

Для роботи міні-ГЕС у паралелі з мережею:

- статизм 3–5 % дозволяє розумно розподіляти навантаження та уникати боротьби регуляторів;
- надто малий статизм призводить до нервової реакції регулятора на будь-які зміни навантаження;
- надто великий викликає значні відхилення частоти при зміні потужності.

При роботі в ізолюваному режимі допустимо зменшувати статизм, але в такому разі важливо перевіряти стійкість та обмеження по моменту турбіни.

5. Організація оптимізації на практиці

Оптимізувати по сценаріях, а не по одному режиму.

Щоб комплексний показник був адекватним реальній експлуатації, варто включати до множини сценаріїв:

- стрибок навантаження «вгору» (+20...30 %);
- стрибок «вниз»;
- зміна напору (сезонні коливання рівнів);
- перехід з мінімального на максимальний робочий режим.

Параметри, оптимізовані лише для одного виду збурення, можуть виявитися неприйнятними в інших режимах.

При моделюванні обов'язково треба накладати:

- ліміти на швидкість переміщення направляючих лопаток;
- обмеження на струм збудження й напругу на обмотці.

Оптимізація без цих обмежень призведе до «ідеальних» параметрів, які фізично не можуть бути реалізовані.

Для міні-ГЕС з нелінійною моделлю та Simulink-реалізацією добре себе показують:

- метод Нелдера–Міда (fminsearch у MATLAB);
- прості еволюційні/генетичні алгоритми, якщо потрібно знайти глобальний оптимум.

Головна рекомендація – обмежити розмірність вектору параметрів (4–8 параметрів), а складніші ефекти (фільтри, додаткові коригувальні ланки) налаштовувати вже після основної оптимізації.

6. Верифікація та поетапне впровадження

Перевірка «до/після» на одних і тих самих сценаріях.

Перед впровадженням оптимізованих налаштувань у реальну систему слід:

- порівняти перехідні характеристики по частоті й напрузі;
- оцінити зміну інтегральних показників (зменшення ISE, ITAE, зростання інтегрального ККД).

На реальному об'єкті спочатку доцільно:

- застосовувати невеликі зміни параметрів регуляторів (10–20 % від базових);

- проводити випробування при обмеженому діапазоні навантаження;
- уважно контролювати температури, вібрації, роботу захистів.

Параметри, отримані на моделі, є добрим стартовим наближенням.

Надалі, за результатами спостережень за реальними режимами та трендами (частота, напруга, зміна рівнів, кількість спрацювань захистів), можна:

- уточнювати вагові коефіцієнти в комплексному показнику;
- проводити періодичний перерахунок налаштувань при зміні гідрологічних умов або схемних рішень.

Узагальнюючи, оптимізація системи керування малою ГЕС за критерієм максимуму комплексного показника якості – це не одноразовий математичний розрахунок, а поетапний інженерний процес, що включає побудову адекватної моделі, вибір розумних критеріїв, поєднання динамічних і енергетичних показників, чисельну оптимізацію параметрів регуляторів та обов'язкову перевірку й адаптацію на реальному об'єкті. Саме така послідовність дій дозволяє досягти не лише гарних теоретичних показників, а й відчутного практичного ефекту у вигляді підвищення енергоефективності, надійності та стабільності роботи міні-ГЕС.

4.6. Рекомендації щодо визначення вагових коефіцієнтів

Для міні-ГЕС доцільно надати практичні діапазони зміни вагових коефіцієнтів комплексного показника якості.

Складові:

$w_{\text{енерг}}$ – енергетична ефективність; $w_{\text{енерг}} \in [0,20;0,40]$ – залежно від того, наскільки проект орієнтований на комерційний ефект;

$w_{\text{дин}}$ – динамічні властивості (перехідні процеси, стабільність режимів); $w_{\text{дин}} \in [0,15;0,30]$ – якщо є серйозні динамічні обмеження (довгі водоводи, великі маси води), ближче до 0,30;

$w_{\text{ел}}$ – якість електроенергії (U, f, THD); $w_{\text{ел}} \in [0,15;0,30]$ – вище для острівного режиму, нижче для «сильної» мережі;

$w_{\text{над}}$ – надійність; $w_{\text{над}} \in [0,10;0,20]$ – важливе для віддалених об'єктів з рідким обслуговуванням;

$w_{\text{екол}}$ – екологічні обмеження; $w_{\text{екол}} \in [0,05;0,30]$ – нижче для звичайних умов, вище для екологічно чутливих зон;

$w_{\text{авт}}$ – автономність (мінімум ручних втручань, здатність працювати без оператора/мережі); $w_{\text{авт}} \in [0,05;0,20]$ – вище для ізольованих та безперсональних станцій.

1. Базовий «збалансований» варіант для типової міні-ГЕС

Для типової міні-ГЕС 50–500 кВт, яка працює переважно паралельно з мережею, стоїть на несуперчутливій з точки зору екології ділянці, але важливий ресурс, і енергетика, і стабільність, можна рекомендувати такий «базовий» набір:

$$w_{\text{енерг}}=0,25; w_{\text{дин}}=0,25; w_{\text{ел}}=0,2; w_{\text{над}}=0,15; w_{\text{екол}}=0,1; w_{\text{авт}}=0,05.$$

0,25 енергетика – ККД та втрати реально важливі, бо на малих потужностях кожен % енергії – це гроші.

0,25 динаміка – погана динаміка дає розкачку рівнів, часті спрацювання захистів і, як наслідок, знову втрати.

0,20 якість електроенергії – у паралелі з мережею важливо не «засмічувати» напругу та не виходити за допустимі ΔU , Δf .

0,15 надійність – міні-ГЕС зазвичай без постійного персоналу, але з можливістю приїхати; надійність важлива, але не критична як для великої ГЕС.

0,10 екологія – обмеження є, але часто вони стандартизовані й перевіряються періодично; не завжди це «головний» критерій.

0,05 автономність – якщо станція працює з мережею, її автономність зазвичай менш критична.

2. Міні-ГЕС як ізольоване джерело (острівний режим, село/ферма)

Тут змінюються пріоритети: якість електроенергії й автономність – критичні, частота/напруга не підтягується «великою» мережею.

Рекомендований набір:

$$w_{\text{енерг}}=0,20; w_{\text{дин}}=0,20; w_{\text{ел}}=0,25; w_{\text{над}}=0,15; w_{\text{екол}}=0,05; w_{\text{авт}}=0,15.$$

$w_{\text{ел}}=0,25$ – частота, напруга, можливість запускати чутливі навантаження (електроніка, насоси, компресори) стають дуже важливими.

$w_{\text{авт}}=0,15$ – станція має працювати практично без оператора, автоматично підлаштовуючись до змін навантаження.

Енергетика й динаміка залишаються важливими, але вже не є єдиним головним критерієм.

3. Екологічно чутлива річка (строгі екологічні обмеження)

Якщо мова про рибогосподарські водойми, заповідні території, суворі вимоги до мінімального екологічного стоку, рівня, режимів скиду, то $w_{\text{екол}}$ має бути піднята:

$$w_{\text{енерг}}=0,20; w_{\text{дин}}=0,20; w_{\text{ел}}=0,15; w_{\text{над}}=0,10; w_{\text{екол}}=0,25; w_{\text{авт}}=0,10.$$

Тут $w_{\text{екол}}=0,25$ означає, що навіть невелике порушення екологічних обмежень (рівень, стік) дає великий штраф комплексному показнику; оптимізатор «віддасть» трохи ККД та динаміки, щоб зменшити $I_{\text{екол}}$.

Динаміка й енергетика все ще вагомі (по 0,20), щоб не отримати неефективну станцію.

4. Акцент на енергоефективності (комерційний проєкт, стабільна мережа)

Якщо станція працює в надійну мережу з хорошими параметрами, екологічні обмеження стандартні й легко виконуються, головна мета – максимально «вичавити» кВт·год із кожного м³, можна підняти енергетичну вагу:

$$w_{\text{енерг}}=0,35; w_{\text{дин}}=0,20; w_{\text{ел}}=0,15; w_{\text{над}}=0,15; w_{\text{екол}}=0,05; w_{\text{авт}}=0,10.$$

$w_{\text{енерг}}=0,35$ – оптимізація буде активно «тягнути» робочу точку до оптимуму ККД та мінімізації втрат у перехідних процесах.

Динаміка/якість електроенергії й надійність залишаються важливими, але як обмеження + «другий пріоритет».

Діапазон вагових коефіцієнтів зведемо в таблицю 4.2.

Таблиця 4.2 – Діапазон вагових коефіцієнтів ГЕС малої потужності:

	Базовий варіант для типової міні-ГЕС	Міні-ГЕС як ізольоване джерело	Екологічно чутлива річка	Акцент на енергоефективність
$W_{\text{енерг}}$ – енергетична ефективність	0,25	0,20	0,20	0,35
$W_{\text{дин}}$ – динамічні властивості;	0,25	0,20	0,20	0,20
$W_{\text{ел}}$ – якість електроенергії	0,20	0,25	0,15	0,15
$W_{\text{над}}$ – надійність	0,15	0,15	0,10	0,15
$W_{\text{екол}}$ – екологічні обмеження	0,10	0,05	0,25	0,05
$W_{\text{авт}}$ – автономність	0,05	0,15	0,10	0,10

4.7. Висновки за розділом 4

У розділі 4 проведено аналіз результатів моделювання та експериментальних досліджень роботи міні-ГЕС за різними алгоритмами керування.

На основі моделювання отримано перехідні характеристики потужності міні-ГЕС для трьох варіантів налаштування регуляторів: неоптимального, оптимізованого за енергоефективністю та оптимізованого за максимумом комплексного показника якості. Показано, що неоптимальний регулятор забезпечує значне перерегулювання та тривалі коливання, енергоефективно оптимізований – плавний, але повільний перехід, тоді як регулятор, оптимізований за комплексним критерієм, забезпечує швидкий перехід з малим перерегулюванням.

Виконано аналіз перехідних характеристик напруги генератора для тих самих варіантів керування. Встановлено, що неоптимальні налаштування призводять до недопустимих коливань напруги, енергоефективний варіант забезпечує стабільну, але повільну реакцію, а комплексно оптимізований регулятор забезпечує задовільний компроміс між швидкодією та стабільністю напруги в межах вимог до якості електроенергії.

Розраховано інтегральні показники якості перехідних процесів (ISE, ІТА, ІТАЕ) та комплексний показник якості міні-ГЕС для кожного варіанта керування. Показано, що при переході від неоптимального до енергоефективно оптимізованого регулювання покращуються окремі інтегральні показники (насамперед ІТАЕ), однак саме режим, оптимізований за комплексним показником, забезпечує максимальне зменшення ISE, ІТА, ІТАЕ та істотне зростання комплексного показника якості.

Показано, що раціональний вибір типу генератора та його параметрів дозволяє додатково підвищити економічні показники якості роботи міні-ГЕС за рахунок покращення ККД, зменшення втрат і підвищення надійності в різних режимах навантаження.

Сформульовано практичні рекомендації щодо оптимізації систем керування за критерієм максимуму комплексного показника якості, включаючи підходи до налаштування регуляторів потужності та напруги, вибору параметрів фільтрації та вимірювальних ланок, а також щодо оцінювання очікуваного техніко-економічного ефекту.

Запропоновано рекомендації щодо визначення вагових коефіцієнтів у комплексному показнику якості, що враховують вимоги енергосистеми, характер навантажень і режим роботи (автономний чи паралельний з мережею). Це створює можливість адаптації запропонованого підходу до конкретних умов експлуатації міні-ГЕС.

Результати моделювання підтверджує ефективність запропонованих у роботі методів моделювання й синтезу систем керування та демонструє практичну реалізованість підходу до підвищення комплексних показників якості міні-ГЕС.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі вирішено науково-практичну задачу підвищення комплексного показника якості гідроелектростанцій малої потужності шляхом удосконалення методів математичного моделювання, синтезу та оптимізації автоматизованих систем керування. На основі проведених досліджень отримано такі основні результати:

Виконано аналіз стану малої гідроенергетики в Україні та світі, наведено класифікацію малих ГЕС і сформульовано вимоги до якості їх роботи. Показано, що традиційні підходи до проектування систем керування не забезпечують належного рівня енергоефективності, якості електроенергії та автономності роботи.

Досліджено та систематизовано структуру показників якості малих ГЕС, включаючи енергетичні, гідравлічні, експлуатаційні, електротехнічні, надійнісні, екологічні показники та показники автономності. Це дозволило сформулювати основу для побудови комплексного показника якості.

Розроблено повну математичну модель малої ГЕС, що враховує гідравлічні, механічні та електромагнітні процеси, а також спрощену математичну модель, придатну для аналізу та синтезу систем керування при збереженні адекватності опису основних режимів.

Побудовано математичні моделі втрат енергії в малих ГЕС, у тому числі втрат через неідеальне керування. Запропоновано узагальнену модель, у якій втрати описуються як функція відхилень параметрів від оптимальних значень, що дозволяє кількісно оцінювати вплив системи керування на енергетичну ефективність.

Сформовано моделі показників якості малих ГЕС, які включають інтегральні критерії ISE, ITA, ITAE та інші специфічні критерії для малої гідроенергетики. На цій основі розроблено комплексний показник якості, що об'єднує енергетичні, динамічні, електротехнічні, надійнісні, екологічні показники та показник автономності.

Для конкретної міні-ГЕС потужністю 100 кВт отримано лінійаризовану модель у матричній формі та визначено передатні функції основних каналів керування. Це дало змогу застосувати сучасні методи синтезу та оптимізації регуляторів.

Виконано синтез систем керування, оптимізованих за критерієм максимуму комплексного показника якості та за критерієм максимальної енергоефективності. Показано, що оптимізація тільки за енергоефективністю не забезпечує необхідних динамічних показників та якості електроенергії, тоді як оптимізація за комплексним показником дозволяє отримати найкращий компроміс між усіма складовими якості.

Проведено моделювання перехідних процесів потужності та напруги міні-ГЕС за трьома варіантами налаштування регуляторів. Розраховано інтегральні показники якості та комплексний показник якості. Встановлено, що для регулятора, оптимізованого за комплексним критерієм, значення інтегральних показників суттєво менші, а комплексний показник якості істотно більший, ніж для неоптимального та суто енергетично оптимізованого варіантів. ISA зменшився приблизно вдвічі у порівнянні з неоптимальним варіантом; ІТА в 6 разів менший; ІТАЕ в 11 разів менший. Інтегральний показник якості перехідних процесів збільшився з 0,5 до 0,8. Комплексний показник якості ГЕС збільшився з 0,55 до 0,77.

Розроблено практичні рекомендації щодо вибору структури та параметрів систем керування малими ГЕС, а також щодо визначення вагових коефіцієнтів у комплексному показнику якості. Це створює методичну базу для модернізації існуючих та проектування нових автоматизованих систем керування гідроелектростанціями малої потужності.

Отримані результати (в тому числі, проект технічних умов) можуть бути використані при розробці галузевих методичних рекомендацій з підвищення якості роботи малих ГЕС, а також у навчальному процесі закладів вищої освіти при підготовці фахівців з автоматизації енергетичних об'єктів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Вовчак В. Тесленко О. Самченко О. *Мала гідроенергетика України. Том I. Аналітичний огляд*. Київ. Інститут проблем екології та енергозбереження. 2018. 181 с.
2. Вовчак В. Тесленко О. Самченко О. *Мала гідроенергетика України. Том II. Технологічні особливості малих ГЕС*. Київ. Інститут проблем екології та енергозбереження. 2018. 181 с.
3. Васько П.Ф. Віхорєв Ю.О. Мала гідроенергетика України. Реалії сьогодення та аспекти подальшого розвитку. *Відновлювальна енергетика*. 2008. №. 2. С. 5–12.
4. Карамушка О.М. Мала гідроенергетика України. Стратегія та поточні проблеми розвитку. *Гідроенергетика України*. 2012. №. 4. С. 76–82.
5. Ключа О.О. Сучасний стан малої гідроенергетики в Україні. *Вісник Національного університету водного господарства та природокористування*. 2013. Вип. 2(62). С. 15–20.
6. Тептя В.В. та ін. Аналіз розвитку малих гідроелектростанцій в Україні та їх участі в покритті графіків навантаження. *Вісник ВНТУ*. 2019. №. 3. С. 23–30.
7. Склярук В.М. Вплив малих гідроелектростанцій на режими роботи електричних мереж. *Електроенергетика та електромеханіка*. 2010. №. 4. С. 41–47.
8. Власюк Ю.С. Стефанишин Д.В. Про проблеми та перспективи розвитку малої гідроенергетики в Україні. *Економіка та держава*. 2016. №. 9. С. 72–76.
9. Пархомець М. Уніят Л. Малі гідроелектростанції як фактор енергетичної безпеки регіонів. *Збірник наукових праць Тернопільського національного економічного університету*. 2020. С. 160–166.
10. Інститут відновлюваної енергетики НАН України. *Напрями та результати досліджень науково-дослідних відділів та підрозділів ІВЕ НАН України*. Київ. 2020. 120 с.

11. Лежнюк П.Д., Писклярова А.В. *Малі гідроелектростанції з асинхронними генераторами*. Монографія. Вінниця. ВНТУ. 2009. 94 с.
12. Лежнюк П.Д., Комар В.О., Рубаненко О.О. Автоматизація малих ГЕС як засіб підвищення ефективності їх використання. *Наукові праці ВНТУ*. 2008. №. 3. С. 1–5.
13. Сахнюк К.М. Забезпечення надійності роботи малих гідроелектростанцій. *Матеріали міжнародної науково-технічної конференції*. Тернопіль. ТНТУ. 2024. С. 291–294.
14. Застосування малих ГЕС для забезпечення електропостачання споживачів. *Матеріали конкурсу енергетичних проєктів*. Маріуполь. ПДТУ. 2018. 11 с.
15. Національна комісія що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Протокол № 47 засідання від 26.08.2024 р. Київ. 2024.
16. *Мала гідроенергетика України. Реалії сьогодення та аспекти подальшого розвитку*. За ред. В.В. Скорохода, Ю.М. Солоніна. Київ. Видавництво «КІМ». 2016. 200 с.
17. Експериментальні дослідження моделей турбін малих гідроелектростанцій. *Відновлювана енергетика*. 2018. №. 3. С. 45–52.
18. Ситник О.І., Рак А.В. *Малі гідроелектростанції Черкаської області та їх вплив на довкілля*. Умань. Видавництво УДПУ. 2017. 76 с.
19. Yang W. *Hydropower Plants and Power Systems. Dynamic Processes and Control for Stable and Efficient Operation*. Cham. Springer. 2019. 302 p.
20. Muñoz-Hernández G.A., Mansoor S.P., Jones D.I. *Modelling and Controlling Hydropower Plants*. London. Springer. 2012. 302 p.
21. de Siqueira I.P. *Advanced Control of Hydroelectric Power Plants*. 2nd ed. Rio de Janeiro. 2022.
22. Zhirnov V.L., Sarapulova L.I. Automation of calculation and analysis of hydropower indices in the process control system of the Krasnoyarsk hydroelectric station. *Hydrotechnical Construction*. 1994. Vol. 28. P. 637–641.

23. IEEE Working Group on Prime Mover and Energy Supply. Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies. *IEEE Transactions on Power Systems*. 1992. Vol. 7. No. 1. P. 167–179.
24. Ang K.H. Chong G. Li Y. PID control system analysis design and technology. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*. 2005. Vol. 13. No. 4. P. 559–576.
25. Khodabakhshian A. та ін. Robust load frequency controller design for hydro power systems. *Proceedings of IEEE Conference on Control Applications*. 2005. P. 123–128.
26. Ngoma D.H. Mfangavo A. Masenga B. Comparative control governor systems for power and frequency optimization in an islanding off-grid small hydropower plant. *Discover Energy*. 2025. Vol. 5. Art. 6.
27. Liu D. Zhao S. Zhang J. Adaptive PID control of hydropower units based on particle swarm optimization and fuzzy inference. *Water*. 2025. Vol. 17. No. 10. Art. 1512.
28. Yu X. та ін. Direct approach to optimize PID controller parameters of hydroturbine regulating system. *Renewable Energy*. 2021. Vol. 173. P. 342–350.
29. Guo W. та ін. Optimization of governor parameters for transient process of hydropower system. *Energy Science & Engineering*. 2024. Vol. 12. P. 3505–3523.
30. Song T. та ін. Optimization technology of hydroelectric power plant unit. *Results in Engineering*. 2024. Vol. 22. Art. 102313. DOI:10.1016/j.rineng.2024.102313.
31. Xu B. та ін. A review of dynamic models and stability analysis for a hydropower plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020. Vol. 135. Art. 110159.
32. Weldcherkos T. та ін. Modeling and design of an automatic generation control for a hydropower plant using ANFIS. *Sustainable Energy Grids and Networks*. 2021. Vol. 7. P. 6626–6637
33. Yue Z. Research on automatic generation control system of hydropower

station. *International Journal of Smart Home*. 2016. Vol. 10. No. 6. P. 53–64.

34. Masmali M. та ін. Comparative studies on load frequency control with electro-PID and mechanical hydraulic governors for a small hydropower plant. *Engineering Technology & Applied Science Research*. 2024. Vol. 14. No. 1.

35. Olexa R. та ін. Simulation and laboratory model of small hydropower plant. *Acta Electrotechnica et Informatica*. 2022. Vol. 22. No. 1. P. 41–47.

36. Perďuková D. та ін. Development of a small hydropower plant model verified using measurements. *MM Science Journal*. 2024. Vol. 1. P. 3–8.

37. Gil-González W. та ін. Modeling and control of a small hydro-power plant for a DC microgrid. *Electric Power Systems Research*. 2020. Vol. 180. Art. 106148.

38. Wofuru I. A Matlab Simulink based fault analysis of small hydropower plant. *Journal of Advanced Computer Engineering and Technology*. 2019. Vol. 5. No. 4. P. 223–230.

39. Michael P.A. Czubala M. та ін. Power extraction from small hydropower plant. *Proceedings of the International Conference on Intelligent Computing and Applications*, Berlin: Springer. 2018. P. 273–285.

40. Control of a small hydropower system for power supply in a remote community. *Global Scientific Journal*. 2023. Vol. 11. No. 5. P. 705–712.

41. Super Twisting Sliding Mode Controller of Small Hydropower Plant Connected to the Grid. *Przegląd Elektrotechniczny*. 2020. Vol. 96. No. 10. P. 25–30.

42. Fuzzy-logic control of DFIG small hydropower plant connected to distribution network. *Proceedings of International Conference on Renewable Energies*. 2017. P. 146-151

43. Beus M. Pandžić H. Application of model predictive control algorithm on a hydro turbine governor control. *Proceedings of IEEE EUROCON*. 2017. P. 1108–1113. DOI: 10.1109/EUROCON.2017.8011347.

44. Rodríguez Flores J. та ін. Optimal neuro-fuzzy model and PID controller of a hydro-power plant. *Energies*. 2023. Vol. 71. P. 309–337. DOI: 10.1016/j.aej.2023.03.039

45. Wang C. та ін. Prescribed performance sliding mode control for the hydro-turbine governing system. *Applied Energy*. 2024. Vol. 362. Art. 122048.
46. Wang H. Yin Y. та ін. Adaptive PID gain scheduling control for hydropower turbine using Neural CDE and stochastic distribution shaping. *IEEE Transactions on Neural Networks and Learning Systems*. 2025. Vol. 13. P. 102032–102043. DOI: 10.1109/ACCESS.2025.3578406
47. Glattfelder A.H. Schaufelberger W. Adaptive control by self-selection an application to hydropower control. *Methods and Applications in Adaptive Control*. Berlin. Springer. 1980. P. 257–282.
48. Automatic control for hydroelectric power plants. *Encyclopedia of Life Support Systems*. UNESCO. 2010.
49. Wang M. Optimal voltage control of small hydropower based on power dispatch and electricity price compensation. *Proceedings of International Conference on Power and Energy Systems*. 2012. P. 598–603.
50. Sebeci C. та ін. Variable-speed hydropower control and ancillary services. *Energies*. 2025. Vol. 18. No. 3. Art. 642.
51. *Сучасний стан проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України*. Аналітична доповідь. НІСД. Київ. 2014. 54 с.
52. Закон України «Про внесення змін до Закону України «Про електроенергетику» щодо стимулювання виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії». Електронний ресурс. URL: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/5485-17>.
53. Хлапук Н.Н. Маковський А.М. Мала гідроенергетика України – можливості росту. *Гідроенергетика України*. 2005. №. 3. С. 30–40.
54. Вихарев Ю. Карамушка А. та ін. Малі ГЕС: сьогодні та майбутнє. *Енергетична політика України*. 2005. №. 6. С. 90–96.
55. Васько П.Ф. Васько В.П. Ібрагімова М.Р. Мала гідроенергетика в структурі електроенергетичної галузі України. *Відновлювана енергетика*. 2015. №. 3. С. 53–61.
56. Протокол про приєднання України до Договору про заснування

Енергетичного Співтовариства. Міжнародний документ. Електронний ресурс.
URL: http://zakon1.rada.gov.ua/laws/show/994_a27.

57. *Мала гідроенергетика України. Аналітичний огляд. Том I.* Інститут проблем екології та енергозбереження. Київ. 2018. 181 с.

58. *Мала гідроенергетика України. Аналітичний огляд. Том II.* Інститут проблем екології та енергозбереження. Київ. 2018. 181 с.

59. Boyle G. ed. *Renewable Energy. Power for a Sustainable Future.* Oxford University Press. The Open University. 1996. 479 p.

60. *Малі ГЕС України.* Електронний ресурс. URL: http://uk.wikipedia.org/wiki/Малі_ГЕС_України.

61. ДБН Д.2.3-22-99. *Збірник 22. Устаткування гідроелектричних станцій і гідротехнічних споруд.* Київ. 2000. 74 с.

62. *Технічна експлуатація електричних станцій та мереж. Правила.* Київ. 2003. Електронний ресурс. URL: <http://www.aes.pp.ua/011.php>.

63. ДСТУ 7501:2014. *Гідроенергетика. Гідроелектростанції малі. Терміни та визначення понять.* Київ. ДП «УкрНДНЦ». 2018.

64. СОУ НЕК 20.561:2019. *Методика розрахунку уставок системи АЧР ОЕС України що використовує абсолютне значення частоти та швидкість зниження частоти.* Київ. 2019.

65. ДСТУ EN 61850-7-410:2016. *Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 7-410. Базова комунікаційна структура. Гідроелектростанції. Комунікації для моніторингу та управління.* Київ. ДП «УкрНДНЦ». 2016.

66. ДСТУ ІЕС 61116:2013. *Настанова щодо електромеханічного устаткування малих гідроелектростанцій.* Київ. 2013.

67. ГКД 34.21.542-93. *Гідротехнічні споруди гідроелектростанцій. Інструкція з експлуатації.* Київ. 1999.

68. СОУ-Н МПЕ 40.1.08.553:2005. *Звіт про роботу гідроелектростанції за формою № 6-тп (гідро). Інструкція щодо складання.* Київ. 2005.

69. ДСТУ EN 62270:2022. *Автоматизація гідроелектростанцій.*

Настанови з комп'ютерного керування. Київ. 2022.

70. ДСТУ EN 61116:2022. *Настанова щодо електромеханічного устаткування малих гідроелектростанцій. Київ. 2022.*

71. СОУ-Н ЕЕ 05.103:2008. *Правила визначення вартості реконструкції капітального і поточного ремонту основного та допоміжного обладнання гідроелектростанцій. Київ. 2008.*

72. ДСТУ ІЕС/TR 61850-7-510:2016. *Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 7-510. Базова комунікаційна структура. Гідроелектростанції. Концепція моделювання та настанови. Київ. ДП «УкрНДНЦ». 2016.*

73. СОУ-Н МЕВ 40.1-00130044-103/102:2014. *Правила визначення вартості реконструкції капітального і поточного ремонту основного та допоміжного обладнання гідроелектростанцій. Методичні рекомендації.*

74. ДСТУ ISO 7919-5:2014. *Вібрація механічна. Оцінювання стану машин за результатами вимірювання вібрації на обертових валах. Частина 5. Агрегати гідроелектростанцій та насосних станцій. Київ. 2014.*

75. ДСТУ 8296:2015. *Енергозбереження. Гідроенергетика мала. Методика визначення ресурсів. Київ. ДП «УкрНДНЦ». 2018.*

76. ДСТУ 2275-93. *Енергозбереження. Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії. Терміни та визначення.*

77. ГНД 34.09.453-2003. *Розрахунок показників надійності для електростанцій теплових мереж та енергокомпаній. Методика. Київ. 2004.*

78. ДСТУ EN 50438:2015. *Вимоги до паралельного приєднання мікрогенераторів до низьковольтної розподільчої мережі загальної призначеності. Київ. ДП «УкрНДНЦ». 2016.*

79. ДБН Д.2.3-22-99. *Збірник 22. Устаткування гідроелектричних станцій і гідротехнічних споруд. Київ. ЦМДБ «Созидатель». 2000. 74 с.*

80. *Норми якості електричної енергії. Електронний ресурс. URL: <http://forca.com.ua/info/spravka/normy-kachestva-elektricheskoi-energii.html>*

81. СОУ НЕК 20.561:2019. *Методика розрахунку уставок системи АЧР*

ОЕС України що використовує абсолютне значення частоти та швидкість зниження частоти. Київ. 2019.

82. ДСТУ EN 61850-7-410:2016. *Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 7-410. Базова комунікаційна структура. Гідроелектростанції. Комунікації для моніторингу та управління.* Київ. ДП «УкрНДНЦ». 2016.

83. ДСТУ ІЕС 61116:2013. *Настанова щодо електромеханічного устаткування малих гідроелектростанцій.* Київ. 2013.

84. ГКД 34.21.542-93. *Гідротехнічні споруди гідроелектростанцій. Інструкція з експлуатації.* Київ. Науково-інженерний енергосервісний центр. 1999.

85. СОУ-Н МПЕ 40.1.08.553:2005. *Звіт про роботу гідроелектростанції за формою № 6-тп (гідро). Інструкція щодо складання.* Київ. 2005.

86. ДСТУ EN 62270:2022. *Автоматизація гідроелектростанцій. Настанови з комп'ютерного керування.* Київ. 2022.

87. ДСТУ EN 61116:2022. *Настанова щодо електромеханічного устаткування малих гідроелектростанцій.* Київ. 2022.

88. СОУ-Н ЕЕ 05.103:2008. *Правила визначення вартості реконструкції капітального і поточного ремонту основного та допоміжного обладнання гідроелектростанцій.* Київ. Міністерство палива та енергетики України. 2008.

89. ДСТУ ІЕС/TR 61850-7-510:2016. *Комунікаційні мережі та системи для автоматизації електроенергетичних підприємств. Частина 7-510. Базова комунікаційна структура. Гідроелектростанції. Концепція моделювання та настанови.* Київ. ДП «УкрНДНЦ». 2016.

90. СОУ-Н МЕВ 40.1-00130044-103/102:2014. *Правила визначення вартості реконструкції капітального і поточного ремонту основного та допоміжного обладнання гідроелектростанцій. Методичні рекомендації.*

91. ДСТУ ISO 7919-5:2014. *Вібрація механічна. Оцінювання стану машин за результатами вимірювання вібрації на обертальних валах. Частина 5. Агрегати гідроелектростанцій та насосних станцій.* Київ. 2014.

92. ДСТУ 8296:2015. *Енергозбереження. Гідроенергетика мала. Методика визначення ресурсів*. Київ. ДП «УкрНДНЦ». 2018.
93. ДСТУ 2275-93. *Енергозбереження. Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії. Терміни та визначення*.
94. ГНД 34.09.453-2003. *Розрахунок показників надійності для електростанцій теплових мереж та енергокомпаній. Методика*. Київ. 2004.
95. ДСТУ EN 50438:2015. *Вимоги до паралельного приєднання мікрогенераторів до низьковольтної розподільчої мережі загальної призначеності*. Київ. ДП «УкрНДНЦ». 2016.
96. Ободовський О.Г. Рахматулліна Е.Р. Тимуляк Л.М. Коротка історія розвитку та сучасний стан малої гідроенергетики на рівнинних річках України. *Гідрологія гідрохімія і гідроекологія*. 2016. Т. 4(43). С. 94–106.
97. Мороз А.В. Етапи становлення та сучасний стан малої гідроенергетики України. *Відновлювана енергетика*. 2013. №. 4(35). С. 59–63.
98. Berger V.J. Niemann A. Frehmann T. Brockmann H. Advanced energy recovery strategies for wastewater treatment plants and sewer systems using small hydropower. *Water Utility Journal*. 2013. Vol. 5. P. 15–24.
99. Гідроенергетика та майбутнє світової енергетики. *Матеріали міжнародної Інтернет-конференції «Energy Resource 2001»*. Травень 2001.
100. Данильченко О.С. Кисорець М.В. Історія становлення та сучасний стан малої гідроенергетики України та Сумської області. У: *Теоретичні та прикладні аспекти досліджень з біології географії та хімії*. Матеріали II Всеукраїнської наукової конференції. Суми. 2018. С. 112–116.
101. Пояснювальна записка до проекту Закону України «Про внесення змін до деяких законів України щодо стимулювання розвитку малої гідроенергетики України». Електронний ресурс. 2020. URL: <http://w1.c1.rada.gov.ua/pls/zweb2/webproc34?id=&pf3511=27675&pf35401=9>.
102. Кудря С.О. Яценко Л.В. *Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України*. Інститут електродинаміки НАН України. Київ. 2001. 41 с.

103. Ramos H. *Guidelines for Design of Small Hydropower Plants*. WREAN and DED. Belfast. 2000. 206 p.

104. *Стан і перспективи розвитку малої гідроенергетики сонячної вітрової та інших джерел поновлюваної енергії зарубіжних країн та України*. Електронний ресурс. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/4.-Stan-i-perspektyvy-rozvytkuPDE.pdf>.

105. *Ключова інформація для інвесторів у зелену енергетику («зелений» тариф)*. Інформаційний бюлетень. НКРЕКП. Київ. 2016. 8 с. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=26426>.

106. *Низівська ГЕС*. Електронний ресурс. URL: <http://wikimapia.org/10057396/uk/Низівська-ГЕС>.

107. *Бобрівська ГЕС*. Електронний ресурс. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/Бобрівська_ГЕС.

108. *Михайлівська ГЕС*. Електронний ресурс. URL: <http://http.kharkov.ua/ua/myhaylivska-ges>.

109. Данильченко О.С. Гідролого-географічна структура водних ресурсів Сумської області. *Гідрологія гідрохімія і гідроекологія*. 2010. Т. 18. С. 260–266.

110. Остапчук Ж.І. Кулик В.В. Тептя В.В. *Моделювання в задачах розвитку електричних систем*. Вінниця. ВНТУ. 2008. 128 с.

111. Тарасенко М.Г. Зінь М.М. Підгайний Ю.Б. Переваги і проблеми кількісного розвитку малої гідроенергетики та шляхи їх розв'язання. *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*. 2014. Вип. 2(85). С. 31–40.

112. Zin M. Koval V. Tarasenko M. Sysak I. Creation and substantiation of the matrix for model series of tubular propeller turbines for small hydropower plants. *Scientific Journal of TNTU*. 2023. Vol. 109. No. 1. P. 24–32.

113. Лежнюк П.Д. Нікіторович О.В. Кулик В.В. *Малі гідроелектростанції з асинхронними генераторами*. Вінниця. ВНТУ. 2011. 142 с.

114. Koval V. Zin M. Kostyk L. Buniak O. Ensuring the energy efficiency of heat supply energy systems functioning by justifying the choice of glazing units for the external enclosing structures of buildings. *Scientific Journal of TNTU*. 2023. Vol. 110. No. 2. P. 57–67.
115. Кудря С.О. Еоловко В.М. *Основи конструювання енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії*. Київ. 2019. 201 с.
116. Жерняк А.П. Лурье З.Я. Дмитерко В.Н. Комп'ютерна система регулювання швидкості гідротурбіни. *Вісник НТУ «ХПІ». Технології в машинобудуванні*. 2001. №. 7. С. 90–92.
117. Лурье З.Я. Бездетко В.Н. Дмитерко В.Н. Система управління частотою обертання шляхи її розвитку. *Проблеми машинобудування*. 2003. Т. 6. №. 2. С. 26–36.
118. Лурье З.Я. Дмитерко В.Н. Оптимізація параметрів ПІД-регулятора системи управління частотою обертання ротора гідротурбіни. *Вісник НТУ «ХПІ». Енергетичні і технологічні процеси і обладнання*. 2003. №. 9. С. 118–123.
119. Дмитерко В.М. *Динаміка комплексу гідропристроїв комп'ютерної системи управління частотою обертання ротора гідротурбіни*. Дисертація кандидата технічних наук. Харків. 2005. 249 с.
120. Ang K.H. Chong G. Li Y. PID control system analysis design and technology. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*. 2005. Vol. 13. No. 4. P. 559–576.
121. Åström K.J. Hägglund T. *Advanced PID Control*. ISA. The Instrumentation Systems and Automation Society. 2006. 460 p.
122. Li Y. Ang K.H. Chong G.C.Y. Patents software and hardware for PID control. An overview and analysis of the current art. *IEEE Control Systems Magazine*. 2006. P. 41–54.
123. Podlubny I. Petras B.M. Vinagre B.M. O'Leary L. Dorcak L. Analogue realizations of fractional-order controllers fractional order calculus and its applications. *Nonlinear Dynamics*. 2002. Vol. 29. P. 281–296.

124. Åström K.J. Hägglund T. *Advanced PID Control*. ISA. The Instrumentation Systems and Automation Society. 2006. 460 p.
125. Лурье З.Я. Дмитерко В.Н. Динаміка системи управління гідротурбіною з ПІД-регулятором. *Вісник Сумського державного університету. Серія Технічні науки*. 2003. №. 13(59). С. 144–150.
126. Zwart P.J. Gerber A.G. Belamri T.A. Two-Phase Flow Model for Predicting Cavitation Dynamics. *Proceedings of ICMF 2004 International Conference on Multiphase Flow*. Yokohama. 2004. P. 152.
127. Канюк Г.І. Близниченко О.М. Мезеря А.Ю. Мельников В.Є. Бабенко І.А. Прецизійні системи автоматичного регулювання. *Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит*. 2014. №. 11. С. 12–27.
128. Канюк Г.І. Мезеря А.Ю. Мельников В.Є. Прецизійна система автоматичного регулювання гідротурбіни. *Вісник НТУ «ХПІ». Енергетичні і теплотехнічні процеси і обладнання*. 2015. №. 17(1126). С. 91–96.
129. Silva G.J. Datta A. Bhattacharyya S.P. New Results on the Synthesis of PID Controllers. *IEEE Transactions on Automatic Control*. 2002. Vol. 47. No. 2. P. 241–252.
130. Åström K.J. Hägglund T. *Advanced PID Control*. ISA. The Instrumentation Systems and Automation Society. 2006. 460 p.
131. Poley R. DSP Control of Electro-Hydraulic Servo Actuators. Texas Instruments Incorporated. 2005. Texas Instruments, 2005. 21 p.
132. Bertocco M. Cappellazzo S. Flammini A. Parvis M. A multi-layer architecture for distributed data acquisition. *Proceedings of the 19th IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference*. 2002. Vol. 2. P. 1261–1264.
133. Silva G.J. *PID Controllers for Time-Delay Systems*. Texas A&M University College Station. 2005. 329 p.
134. Малярєнко В.А. Колотило І.Д. Нечмоглод І.Є. Нерівномірність графіка навантаження енергосистеми і способи його вимірювання реалізації. *Енергетика та електрифікація*. 2011. №. 5(87). С. 19–22.

135. Мельников В.Є. Параметричний синтез астатичного регулятора САР частоти обертання гідротурбіни на основі вирішення зворотної задачі динаміки. У: Матеріали XXIII міжнародної конференції з автоматичного управління «Автоматика-2016». Суми. 2016. С. 94–95.
136. Близниченко О.М. Мельников В.Є. Синтез прецизійного астатичного регулятора. У: ІМА 2016. Суми. 2016. 165 с.
137. Канюк Г.І. Близниченко О.М. Мезеря А.Ю. Мельников В.Є. Бабенко І.А. Прецизійні системи автоматичного регулювання. *Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит*. 2014. №. 11. С. 12–27.
138. Канюк Г.І. Мезеря А.Ю. Мельников В.Є. Структурний синтез прецизійної системи автоматичного регулювання частоти та потужності гідротурбіни. *Енергетика та автоматика*. 2018. С. 15–23.
139. Канюк Г.І. Мезеря А.Ю. Мельников В.Є. Параметричний синтез астатичного регулятора САР частоти обертання гідротурбіни на основі рішення зворотної задачі динаміки. *Адаптивні системи автоматичного управління*. 2018. С. 25–32.
140. Мельников В.Є. Система автоматичного регулювання гідротурбіни побудована на основі зворотних задач динаміки. У: Удосконалення турбоустановок методами математичного і фізичного моделювання. Тези доповідей XVI міжнародної науково-технічної конференції. Харків. 2017.
141. Wijnheijmer F.P. *Modelling and Control of a Hydraulic Servo System. LPV Control versus Classical Control*. TU/e Master Thesis. 2005. 90 p.
142. Eker İ. Robust governor design for hydro turbines using a multivariable-cascade control approach. *The Arabian Journal for Science and Engineering*. 2003. Vol. 28. P. 15–21.
143. Канюк Г.І. Мезеря А.Ю. Іріков Д.В. Мельников В.Є. Вплив коливань напору на точність регулювання параметрів гідротурбін. *Східно-Європейський журнал передових технологій*. 2014. №. 3(2). С. 41–44.
144. Асоціація біоенергетичних структур. *Розвиток відновлюваних джерел енергії в Україні*. Електронний ресурс. URL: <http://abc.in.ua/wp->

content/uploads/2017/03/Rozvitok-VDE-v-Ukraini.pdf.

145. *Природа України. Нормативно-правова база у сфері отримання дозволу на будівництво міні ГЕС.* Електронний ресурс. URL: <http://pryroda.in.ua/miniges/normatyvno-pravova-baza-u-sferi-otrymannya-dozvolu-na-budivnytstvo-mini-hes/>.

146. Ободовський О.Г. Рахматулліна Е.Р. Тимуляк Л.М. Коротка історія розвитку та сучасний стан малої гідроенергетики на рівнинних річках України. *Гідрологія гідрохімія і гідроекологія.* 2016. Т. 4(43). С. 94–106.

147. Вовчак В. Тесленко О. Самченко О. *Мала гідроенергетика України. Том I. Аналітичний огляд.* Інститут проблем екології та енергозбереження. Київ. 2018. 181 с.

148. *World Small Hydropower Development Report 2016.* WSHPDR. 2016. Електронний ресурс. URL: http://www.smallhydropower.org/fileadmin/user_upload/pdf/WSHPDR_2013_Final_Report-updated_version.pdf.

149. Титко Р. Калініченко В. *Відновлювальні джерела енергії. Досвід Польщі для України.* Варшава–Краків–Полтава. OWG. 2010. 533 с.

150. Кудря С.О. Яценко Л.В. *Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України.* Інститут електродинаміки НАН України. Київ. 2001. 41 с.

151. Ободовський О. Данько К. Почаєвець О. Загальний гідроенергетичний потенціал річок українських Карпат. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка.* 2017. Вип. 1(66)/2(67). С. 15–28.

152. Ободовський О. Данько К. Почаєвець О. Ободовський Ю. Методика встановлення гідроенергетичного потенціалу річок. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка.* 2017. Вип. 2(67)/2(68). С. 13–21.

153. Розпорядження Кабінету Міністрів України «Про схвалення Програми розвитку гідроенергетики на період до 2026 року» від 13.07.2016 №

552-р. *Офіційний вісник України*. 2016. №. 60. С. 175.

154. Яцик А.В. Яцик В.А. Басюк Т.О. Управління розвитком та ефективністю використання малої гідроенергетики в Україні. *Гідроенергетика України*. 2011. №. 3–4. С. 7–10.

155. Лежнюк П.Д. Нгома Жан-П'єр. Килимчук А.В. Автоматизація малих ГЕС як засіб підвищення ефективності їх роботи в електричній мережі. *Наукові праці ВНТУ*. 2008. №. 3. С. 1–5.

156. Карамушка О.М. Мала гідроенергетика України. Стратегія та поточні проблеми розвитку. Погляд асоціації «Укргідроенерго». *Гідроенергетика України*. 2015. №. 4. Електронний ресурс. URL: <http://www.uge.gov.ua>.

157. Кириленко О.В. Трач І.В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2009. Вип. 24. С. 3–7.

158. Ковальчук О.А. Нікіторович О.В. Лежнюк П.Д. Кулик В.В. Малі ГЕС в локальних електричних системах з розосередженим генеруванням. *Гідроенергетика України*. 2011. №. 1. С. 54–58.

159. Лежнюк П.Д. Кулик В.В. Нікіторович О.В. Підвищення ефективності експлуатації малих ГЕС засобами автоматичного керування. *Гідроенергетика України*. 2007. №. 3. С. 38–41.

160. Лежнюк П.Д. Нікіторович О.В. Нгома Жан-П'єр. Компенсація реактивної потужності асинхронних генераторів на малих гідроелектростанціях. *Наукові праці ВНТУ*. 2008. №. 2. Електронний ресурс.

161. Li Jiawen. Tian Guiliang. Wu Zheng. Jin Yutong. Zhou Tiantao. Unveiling benefits: A framework for analyzing small hydropower refurbishment activities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2025. Vol. 209. DOI: 10.1016/j.rser.2024.115117.

162. Betti Alessandro. Farina Marco. Scattolini Riccardo. Performance evaluation and predictive maintenance of hydroelectric power plants by means of KPI-based monitoring. *Renewable Energy*. 2021. Vol. 171. P. 246–253. DOI:

10.1016/j.renene.2021.02.024.

163. Тептя В. В., Мусінкевич В. В. Аналіз розвитку малих гідроелектростанцій в Україні та їх участь у покритті графіка навантаження енергомережі. *Енергетика та електрифікація*. 2022. № 4. С. 15–23.

164. Галич О., Кравченко М., Бойко І. Аналіз гідропотенціалу та перспектив розвитку малої гідроенергетики в Україні. *Екологічні науки*. 2023. № 2. С. 45–53.

165. Мельник Л. О., Савченко Д. П. Перспективи розвитку малої гідроенергетики у контексті екологічної безпеки регіонів. *Відновлювана енергетика*. 2021. № 3. С. 28–36.

166. Бондаренко С. І., Ткачук О. В. Оцінювання ефективності функціонування малих гідроелектростанцій в енергосистемі України. *Проблеми загальної енергетики*. 2020. № 1. С. 52–60.

167. Ковальчук І. М., Григоренко В. П. Екологічні аспекти експлуатації малих гідроелектростанцій на річках України. *Гідрологія, гідрохімія і гідроекологія*. 2019. Т. 4(55). С. 78–86.

168. Шаповал Ю. М., Дяченко А. О. Підвищення показників якості електроенергії при роботі малих гідроелектростанцій. *Електротехніка і електромеханіка*. 2022. № 5. С. 33–40.

ДОДАТКИ

Додаток А. Список публікацій здобувача за темою дисертації

Статті у наукових виданнях, включених до переліку наукових фахових видань України:

1. Мезеря А.Ю., **Придворов С.С.** Аналіз якісних показників використання різних типів генераторів на міні ГЕС. *Машинобудування*. Харків: УПА. №31. 2023. С.61-70. DOI 10.32820/2079-1747-2023-31-61-70 <https://jmash.uipa.edu.ua/index.php/jMASH/article/view/306/231>

2. **Придворов С.С.**, Близниченко Г.С. Підвищення якості систем керування енергетичним обладнанням шляхом удосконалення математичного моделювання. *Машинобудування*. Харків: УПА. №32. 2023. С.37-45. DOI <https://doi.org/10.32820/2079-1747-2023-32-37-45>
<https://jmash.uipa.edu.ua/index.php/jMASH/article/view/313/238>

3. Мезеря А.Ю., **Придворов С.С.** Дослідження показників якості спрощеної системи автоматичного регулювання мініГЕС. *Машинобудування*. Харків: УПА. №33. 2024. С.78-91. DOI <https://doi.org/10.32820/2079-1747-2023-33>.
<https://jmash.uipa.edu.ua/index.php/jMASH/article/view/325/250>

4. Мезеря А. Ю., **Придворов С. С.** Підвищення показників якості малих ГЕС шляхом оптимізації систем керування. *Машинобудування*. Харків: УПА. №36. 2025. С.70-80. DOI <https://doi.org/10.26565/2079-1747-2025-36-07>
<https://periodicals.karazin.ua/engineering/article/view/28016/24702>

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

1. **Придворов С.С.** Актуальність використання спрощеної системи автоматизації на малих ГЕС. *Збірник тез доповідей LV наукової студентської конференції Української інженерно-педагогічної академії* (м. Харків, 01-04 грудня 2020 р.). за заг. ред. О. В. Чернишенко ; Укр. інж.-пед. акад. Харків. 2020. С.326 <https://science.uepa.karazin.ua/zbirnik-tez-dopovidej-lv->

[naukovo%D1%97-studentsko%D1%97-konferenci%D1%97-uipa/](https://science.uaepa.karazin.ua/wp-content/uploads/2021/12/collection-of-abstracts-2.pdf)

2. **Придворов С.С.**, Синявський В.С. Синтез оптимальної цифрової системи автоматичного управління. *Збірник тез доповідей LVI Студентської науково-практичної конференції. Том 2. Секції: Автоматизації, метрології та енергоефективних технологій, фізики, електротехніки і електроенергетики, іншомовної підготовки, європейської інтеграції та міжнародного співробітництва*. Листопад 2021 р. Харків: УПА. С.17.

<https://science.uaepa.karazin.ua/wp-content/uploads/2021/12/collection-of-abstracts-2.pdf>

3. Крамаренко Ю.О., **Придворов С.С.** Мехатронні системи керування. *Збірник тез доповідей LVII студентської наукової конференції Української інженерно-педагогічної академії* (м. Харків, 07-11 листопада) Укр. інж.-пед. акад.; за заг. ред. Г.С. Грінченко.: у 3-х т. Т.1. Харків. 2022. С.27.

<https://science.uaepa.karazin.ua/zbirnik-tez-dopovidej-lvii-studentsko%D1%97-naukovo%D1%97-konferenci%D1%97-uipa/>

4. Gatilov Dmiro, **Pridvorov Sergii**. *Якість, стандартизація та метрологічне забезпечення*. [матеріали II міжнародної науково-практичної конференції, Харків. 14-15 березня 2023 року]. за заг. ред. д.т.н., проф. Р. М. Тріща, к.т.н., доц. Г. С. Грінченко. Українська інженерно-педагогічна академія. Харків: УПА. 2023. С.100. <https://science.uaepa.karazin.ua/wp-content/uploads/2023/03/collection-of-abstracts-of-the-conference.pdf>

5. **Pridvorov Sergii**. Urgency of the use the simplified system to automations on small GES. *Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції «Якість, стандартизація та метрологічне забезпечення»*. 25-26 січня 2022. С.32. <https://science.uaepa.karazin.ua/wp-content/uploads/2022/02/conference-materials-1.pdf>

6. **Pridvorov S.S.**, Gatilov D.V. Automation small hydraulic power plant (HPP) without servicing personnel. *Наука. Інновації. Якість*. [матеріали національного науковопрактичного форуму, Харків. 09-10 серпня 2022 року]. за заг. ред. к.т.н., доц. Г. С. Грінченко. Українська інженерно-педагогічна

академія. Харків: УПА. 2022. С.42. https://ysc.in.ua/wp-content/uploads/2022/08/Zbirnyk_materialiv_forumu.pdf

7. Мезеря А., **Придворов С.** Підвищення якості гідроелектричних станцій малої потужності шляхом спрощення систем керування. *Нові та нетрадиційні технології в ресурсо- та енергозбереженні: матеріали Міжнародної науково-технічної конференції* (м. Одеса, 9–10 грудня 2025 р.). Одеський національний морський університет та ін. Одеса: Одеський національний морський університет. 2025. С.111. <http://rp.onmu.org.ua/handle/123456789/5310>

8. Mezerya A.Y., **Pridvorov S.S.**, Epik O.M., Ponomarenko A.S. Analysis of the structure and quality indicators of the ukrainian energy system. *Матеріали III Міжнародної науково-практичної конференції «Якість, стандартизація та метрологічне забезпечення»* (III МНПК «ЯСМЗ»). (Харків, 28-29 січня 2025 р.). Харків: ХНУ ім.В.Н.Каразіна. 2025. С. 12. <https://zenodo.org/records/14933781>

ТЕХНІЧНІ УМОВИ

ТУ У 40.10.10.100.0009 2025

**ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВИСОКИХ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ РОБОТИ
ГЕС МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ ПРИ ЇХ АВТОМАТИЗОВАНОМУ
КЕРУВАННІ**

Чинний від _____

1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1. Ці технічні умови встановлюють вимоги до забезпечення високих показників якості роботи гідроелектростанцій малої потужності (далі – ГЕС малої потужності, міні-ГЕС) при їх автоматизованому керуванні.

1.2. Технічні умови поширюються на гідроелектростанції встановленою потужністю, як правило, до 10 МВт, що працюють:

- в автономному режимі живлення локальних споживачів;
- у складі розподіленої енергосистеми;
- у режимах паралельної роботи з енергосистемою.

1.3. Вимоги цих технічних умов застосовуються:

- при проєктуванні нових ГЕС малої потужності;
- при модернізації існуючих станцій;
- при розробці та впровадженні автоматизованих систем керування (АСК) гідроагрегатами та допоміжним обладнанням.

1.4. Технічні умови не регламентують конструктивні параметри гідроспоруд і гідромеханічного обладнання, якщо інше не обумовлено проєктом, а визначають вимоги до показників якості функціонування та до автоматизованих систем керування, що забезпечують ці показники.

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

2.1. При розробленні, впровадженні та експлуатації систем керування ГЕС малої потужності, на які поширюються ці технічні умови, повинні бути враховані вимоги чинних в Україні:

- стандартів у галузі гідроенергетичного обладнання;
- стандартів з якості електроенергії в електричних мережах;
- стандартів щодо надійності та безпеки енергетичного обладнання;
- нормативних документів з промислової безпеки та охорони праці;
- екологічних норм щодо впливу гідротехнічних споруд на водні екосистеми.

2.2. У разі змін, доповнень або заміни зазначених нормативних документів слід керуватися їх чинними редакціями.

3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ

У цих технічних умовах застосовано такі основні терміни:

3.1. ГЕС малої потужності (міні-ГЕС) – гідроелектростанція з встановленою потужністю, як правило, до 10 МВт, призначена для локального енергопостачання або роботи в розподіленій енергосистемі.

3.2. Автоматизована система керування ГЕС малої потужності (АСК міні-ГЕС) – сукупність технічних засобів, програмного забезпечення та алгоритмів, що забезпечують вимірювання параметрів, формування керуючих впливів, захист, сигналізацію, реєстрацію та дистанційний контроль роботи ГЕС.

3.3. Показники якості роботи ГЕС малої потужності – кількісні характеристики, що відображають енергетичну ефективність, динамічні властивості, якість електроенергії, надійність, екологічні характеристики та автономність роботи станції.

3.4. Комплексний показник якості ГЕС – узагальнений критерій, що враховує енергетичні, динамічні, електротехнічні, надійнісні, екологічні показники та показник автономності з відповідними ваговими коефіцієнтами.

3.5. Втрати енергії через неідеальне керування – енергетичні втрати, зумовлені відхиленнями параметрів режиму (потужності, напору, витрати, напруги, частоти) від оптимальних значень у перехідних та усталених режимах через недосконалість алгоритмів та параметрів системи керування.

4 ЗАГАЛЬНІ ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ

4.1. ГЕС малої потужності, на які поширюються ці технічні умови, повинні забезпечувати:

- стабільну роботу у всьому діапазоні експлуатаційних режимів;
- відповідність показників якості електроенергії вимогам чинних стандартів;
- оптимально можливий рівень енергоефективності при заданих гідрологічних умовах;
- надійну роботу обладнання при мінімальній кількості ручних втручань.

4.2. Автоматизована система керування повинна:

- реалізувати замкнені контури регулювання потужності (навантаження) та напруги/частоти;
- забезпечувати необхідний рівень захисту гідроагрегатів та мережі;
- підтримувати режими, що відповідають заданим показникам якості;
- підтримувати можливість роботи як в автономному режимі, так і в паралелі з енергосистемою (за наявності такої вимоги).

5 ПОКАЗНИКИ ЯКОСТІ РОБОТИ ГЕС МАЛОЇ ПОТУЖНОСТІ

5.1. Енергетичні показники

5.1.1. Коефіцієнт корисної дії гідроагрегату в номінальному режимі повинен бути не нижчим, ніж значення, передбачене проектом (як правило, не менше 0,85 для робочої точки).

5.1.2. Сумарні втрати потужності в гідротракті, турбіні, генераторі та допоміжному обладнанні при номінальному навантаженні не повинні перевищувати значень, розрахованих у проекті, більш ніж на 5 %.

5.1.3. Середньорічні втрати енергії через неідеальне керування мають

бути обмежені значенням, що встановлюється техніко-економічним обґрунтуванням, і контролюються за результатами моделювання та аналізу експлуатаційних даних.

5.2. Показники якості електроенергії

5.2.1. Відхилення напруги на шинах ГЕС малої потужності в усталених режимах не повинні перевищувати $\pm 5\%$ від номінального значення, якщо інше не передбачено умовами приєднання.

5.2.2. Відхилення частоти в автономному режимі не повинні перевищувати значень, установлених чинними нормативами (як правило, $\pm 0,2$ Гц для нормальних режимів).

5.2.3. Параметри якості електроенергії (несинусоїдність, несиметрія, фліккер тощо) повинні відповідати вимогам нормативних документів для мереж відповідного класу напруги.

5.3. Динамічні показники

5.3.1. Час перехідного процесу потужності при зміні навантаження в межах від 0 до 100 % номінального значення не повинен перевищувати значення, встановленого у проєкті (орієнтовно не більше 10–15 с до досягнення 95 % нового заданого значення).

5.3.2. Перерегулювання потужності та напруги при типових збуреннях не повинно перевищувати допустимий рівень (як правило, не більше 10–20 % від заданого значення) для режимів, оптимізованих за комплексним показником якості.

5.3.3. Інтегральні критерії якості (ISA, ІТА, ІТАЕ), розраховані за результатами моделювання типової ступеневої зміни навантаження, повинні бути не гіршими, ніж граничні значення, визначені при проєктуванні АСК.

5.4. Показники надійності

5.4.1. Коефіцієнт готовності ГЕС малої потужності при дотриманні регламентів обслуговування повинен бути не нижче 0,98.

5.4.2. Кількість відмов елементів системи керування та захистів не

повинна перевищувати значень, установлених в експлуатаційній документації на обладнання.

5.4.3. АСК повинна забезпечувати коректне завершення роботи агрегату при відмовах окремих вимірювальних каналів та елементів виконавчих органів, переводячи станцію в безпечний режим.

5.5. Показники автономності

5.5.1. Система керування повинна забезпечувати автоматичне відновлення режиму після зворотного приєднання до мережі або після короткочасних відключень навантаження в межах, визначених проектом.

5.5.2. Кількість ситуацій, що потребують ручного втручання персоналу, має бути мінімізована та регламентована. Нормативна кількість аварійних зупинок через нестабільність регулювання не повинна перевищувати значення, указане у програмі випробувань.

5.6. Комплексний показник якості

5.6.1. Для обґрунтування та оцінювання якості роботи ГЕС малої потужності застосовується комплексний показник якості, який об'єднує нормовані складові:

$$I_{\text{ГЕС}} = w_1 I_{\text{енерг}} + w_2 I_{\text{дин}} + w_3 I_{\text{ел}} + w_4 I_{\text{над}} + w_5 I_{\text{екол}} + w_6 I_{\text{авт}}$$

з відповідними ваговими коефіцієнтами:

	Базовий варіант для типової міні-ГЕС	Міні-ГЕС як ізольоване джерело	Екологічно чутлива річка	Акцент на енергоефективність
$w_{\text{енерг}}$ – енергетична ефективність	0,25	0,20	0,20	0,35
$w_{\text{дин}}$ – динамічні властивості;	0,25	0,20	0,20	0,20
$w_{\text{ел}}$ – якість електроенергії	0,20	0,25	0,15	0,15
$w_{\text{над}}$ – надійність	0,15	0,15	0,10	0,15

$W_{\text{екол}}$ екологічні обмеження	–	0,10	0,05	0,25	0,05
$W_{\text{авт}}$ автономність	–	0,05	0,15	0,10	0,10

5.6.2. Значення комплексного показника якості для АСК, що впроваджується, повинно перевищувати значення для базового (неоптимального) варіанта не менше ніж на величину, установлену технічним завданням.

6 ВИМОГИ БЕЗПЕКИ

6.1. Система керування та обладнання ГЕС малої потужності повинні відповідати вимогам чинних нормативних документів з електробезпеки, пожежної безпеки, промислової безпеки та охорони праці.

6.2. АСК має передбачати:

- захист від перевищення швидкості обертання, перевищення напору, недопустимих рівнів напруги та струму;
- аварійну зупинку при виникненні небезпечних режимів;
- блокування некоректних дій оператора, що можуть привести до аварії.

7 ВИМОГИ ОХОРОНИ ДОВКІЛЛЯ

7.1. Режими роботи ГЕС малої потужності, які реалізуються системою керування, не повинні призводити до порушення екологічних норм щодо мінімального санітарного стоку, ерозії берегів, негативного впливу на іхтіофауну та інші компоненти водної екосистеми.

7.2. У разі необхідності система керування повинна забезпечувати обмеження режимів роботи (наприклад, за витратою або напором) для дотримання екологічних обмежень.

8 ПРАВИЛА ПРИЙМАННЯ

8.1. Приймання систем керування та обладнання ГЕС малої потужності здійснюється відповідно до чинних нормативних документів і програми випробувань, погодженої із замовником.

8.2. При прийманні повинні бути підтвержені:

- відповідність енергетичних, динамічних та електротехнічних показників вимогам цих технічних умов;
- працездатність основних та резервних каналів керування;
- коректність роботи захистів, сигналізації та систем реєстрації параметрів.

8.3. Результати приймальних випробувань оформлюються актом, який є підставою для введення ГЕС малої потужності в експлуатацію.

9 МЕТОДИ КОНТРОЛЮ

9.1. Контроль показників якості роботи ГЕС малої потужності виконується шляхом:

- аналізу перехідних процесів за даними систем реєстрації;
- розрахунку інтегральних критеріїв (ISA, ІТА, ІТАЕ) за результатами випробувань;
- оцінювання комплексного показника якості на основі установленної методики.

9.2. Методи контролю повинні бути узгоджені з замовником і наведені в робочій документації.

10 ГАРАНТІЇ ВИРОБНИКА (РОЗРОБНИКА СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ)

10.1. Організація-розробник АСК гарантує відповідність системи вимогам цих технічних умов за умови дотримання споживачем правил монтажу, наладки, експлуатації та технічного обслуговування.

10.2. Гарантійний строк експлуатації системи керування встановлюється договором, але, як правило, становить не менше 24 місяців з моменту введення в промислову експлуатацію.

ДАДАТОК В. Характеристики мікроГЕС

Таблиця В.1 – Параметри мікроГЕС

Гідравлічна частина	Турбіна механіка +	Генератор	Регулятор швидкості + сервопривід	АВР
$H_{\text{НОМ}}=15$ м $Q_{\text{НОМ}}=0,84$ м ³ /с $L=50$ м $D=0,6$ м $T_w=2$ с $A_u=2000$ м ² , $A_d=3000$ м ²	тип турбіни: Френсіс / пропелерна $\eta_t=0,85$ $H_s=4,5$ с (постійна інерції) $D=0,4$ (демпфування)	$P_{\text{НОМ}}=100$ кВт $S_{\text{НОМ}}=110$ кВА $U_{\text{НОМ}}=400$ В $\eta_g=0,95$ $x_d=1,8$ $x_d'=0,3$ $x_q=1,6$ $R_a=0,015$ $T_{do}'=1,5$ с	$D_R=0,04$ (4 % статизму) $K_p(\omega)=3,0$ $T_i(\omega)=2,0$ с $T_s=0,3$ с	$K_A=100$ $T_A=0,1$ с $T_{I,U}=0,5-1$ с (якщо ПІ-регулятор)

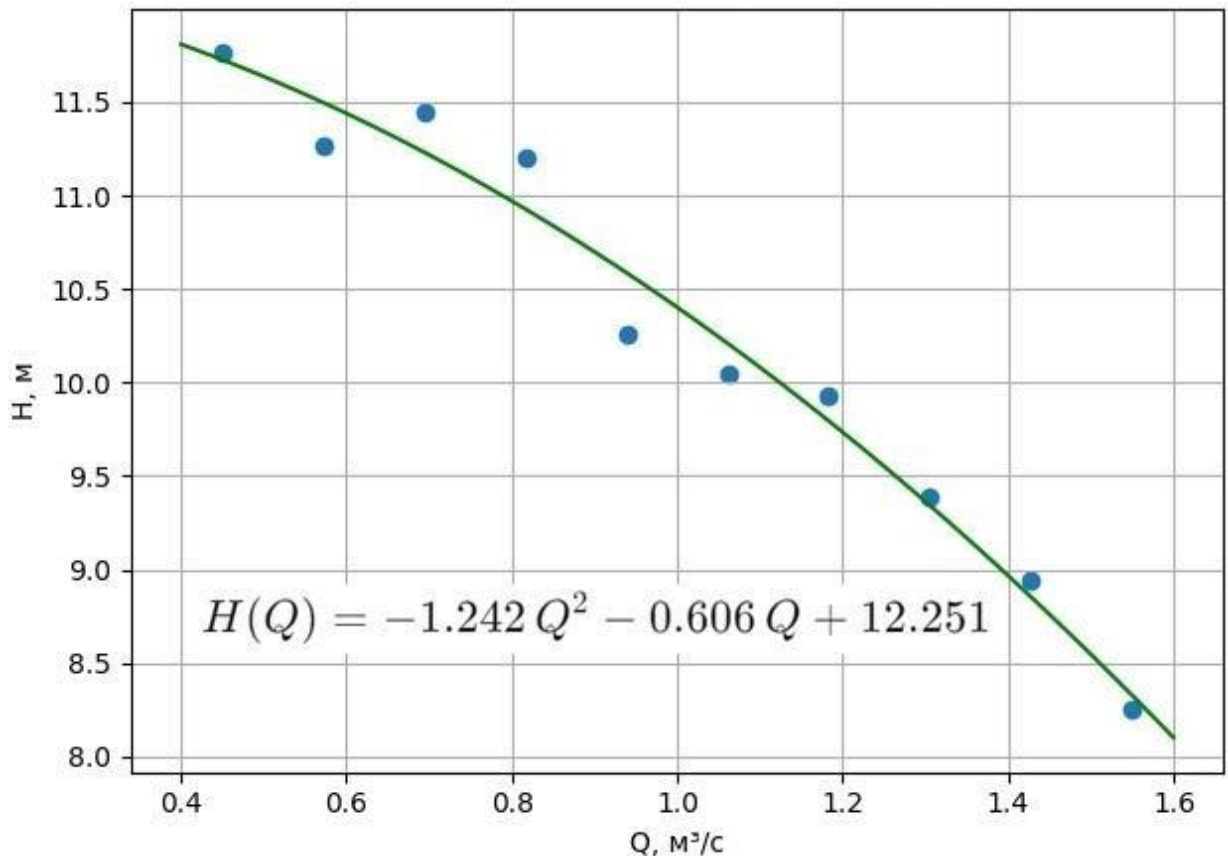


Рисунок В.1 – Гідравлічна характеристика мініГЕС

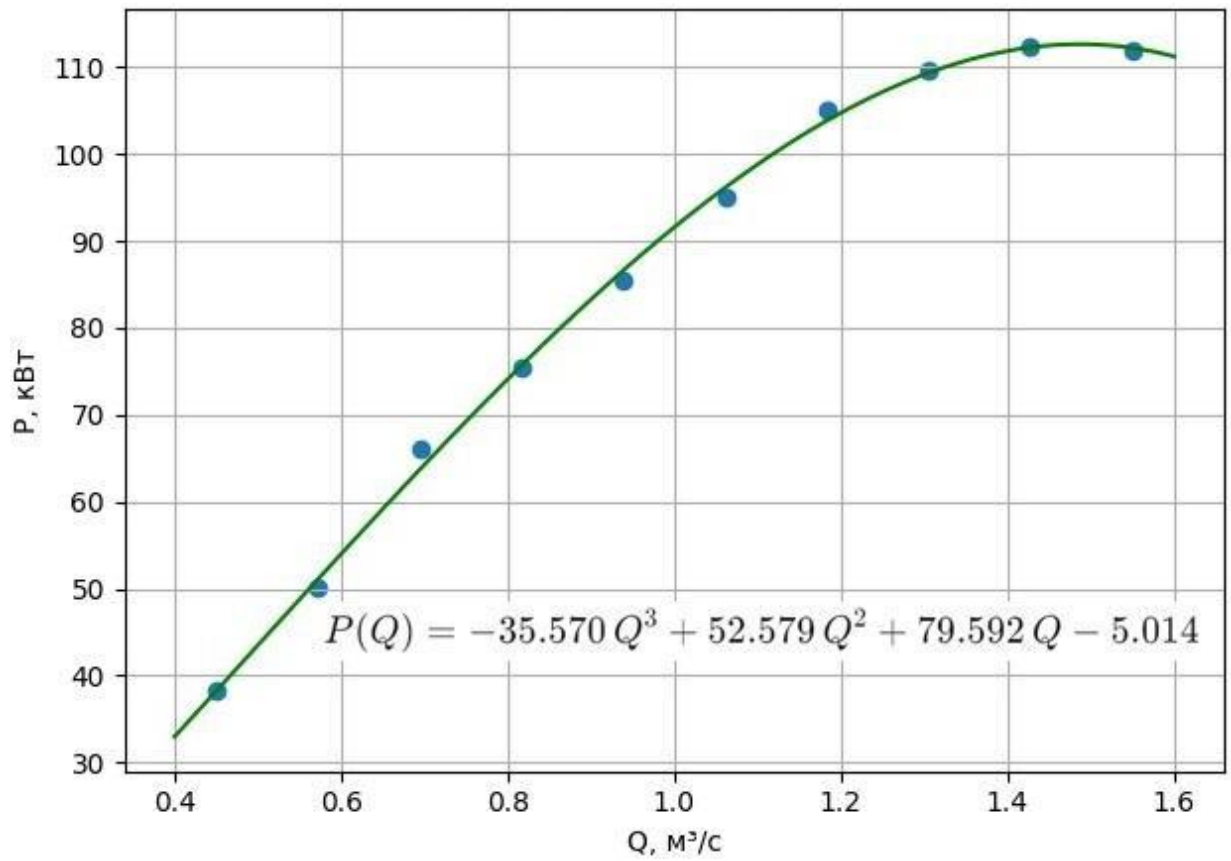


Рисунок В.2 – Характеристика потужності мініГЕС

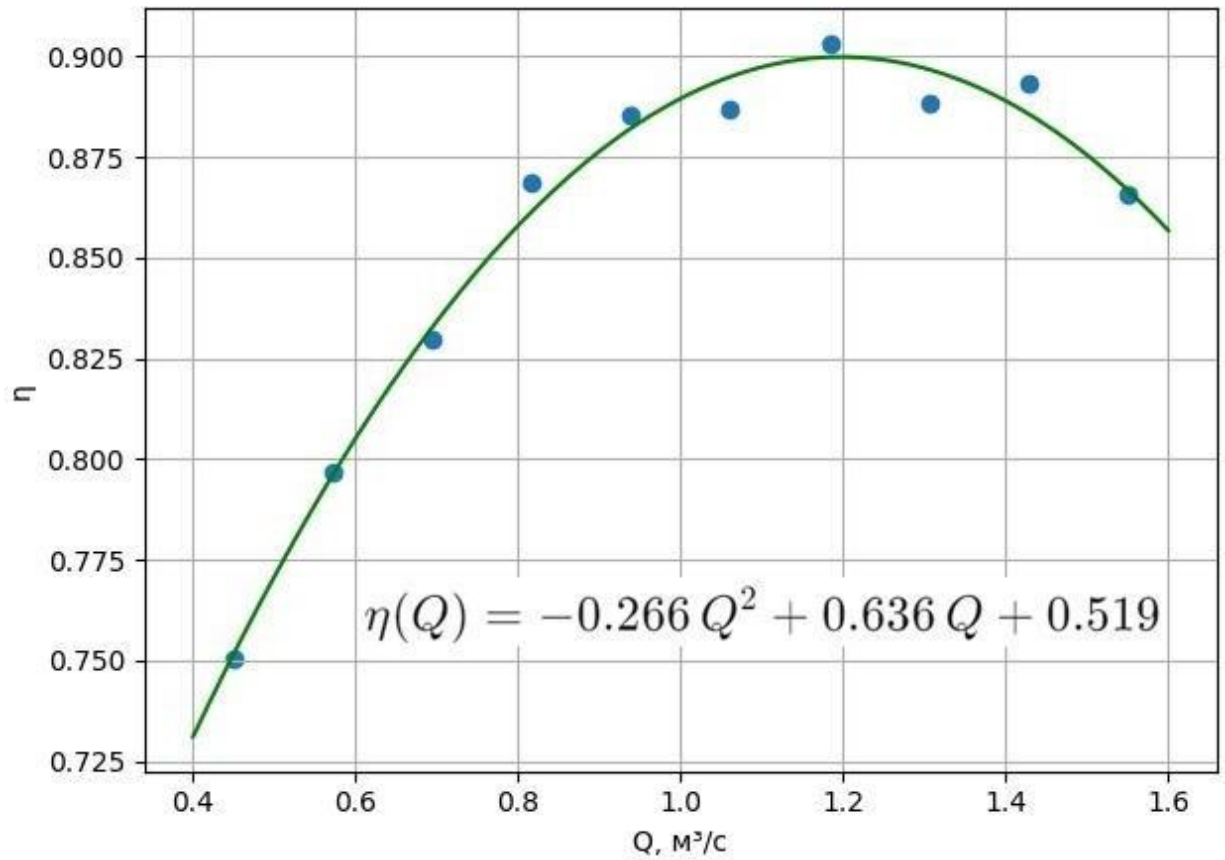


Рисунок В.3 – Залежність ККД від витрати

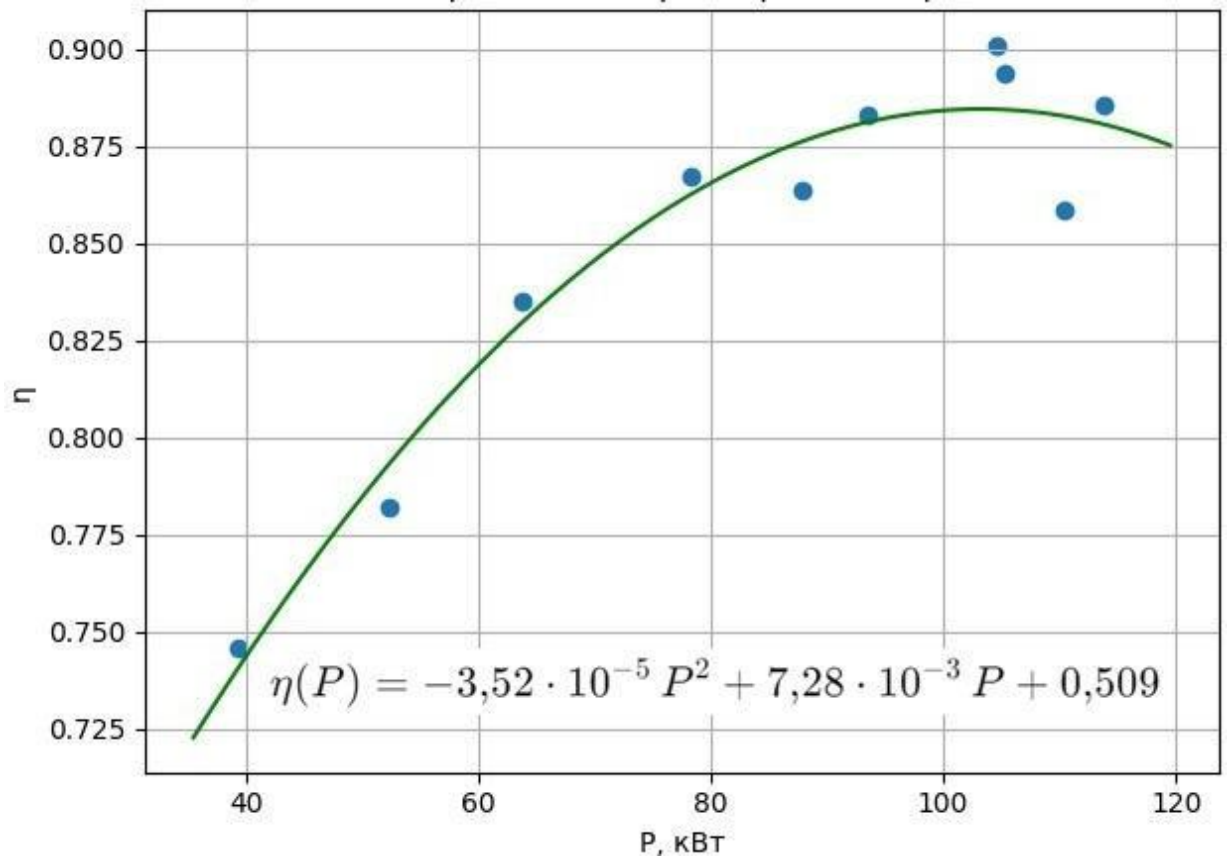


Рисунок В.4 – Залежність ККД від потужності

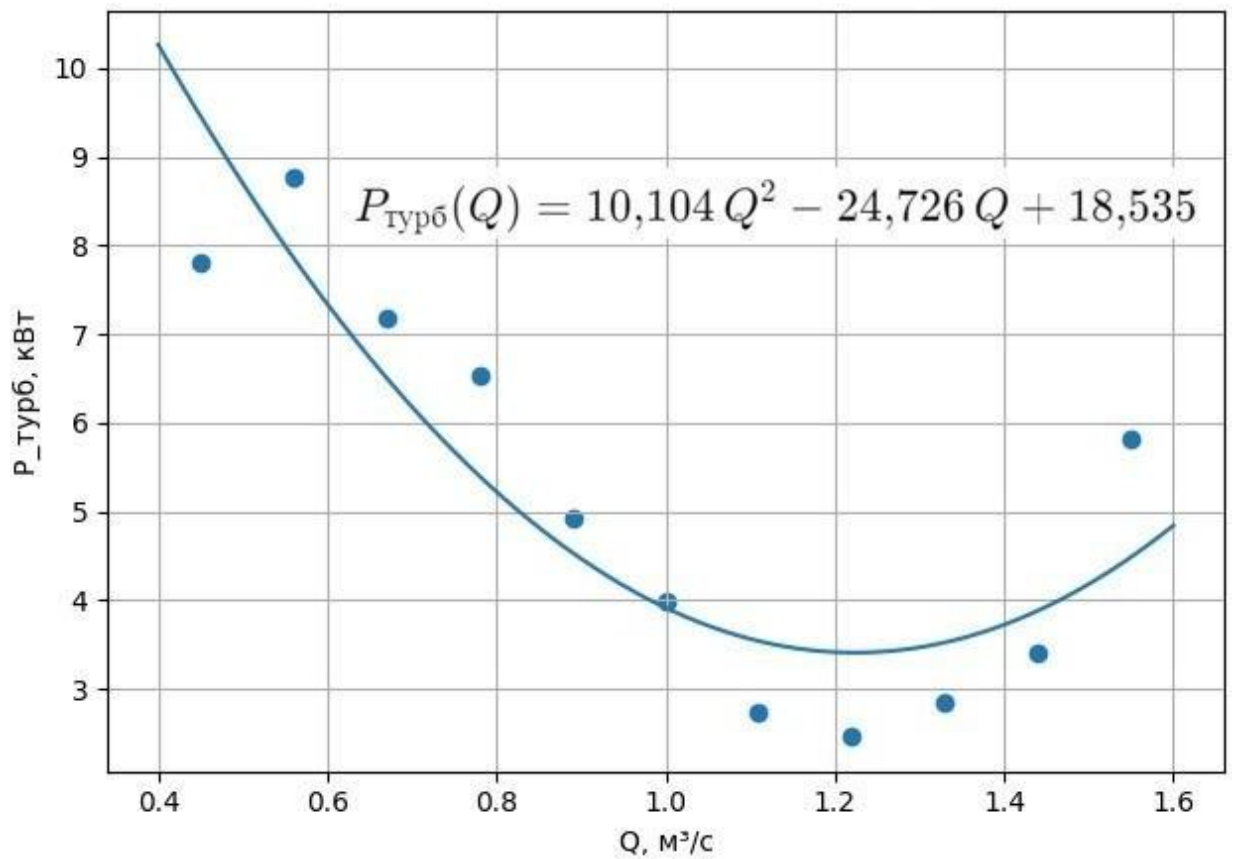


Рисунок В.5 – Залежність втрат в гідротурбіні від витрати

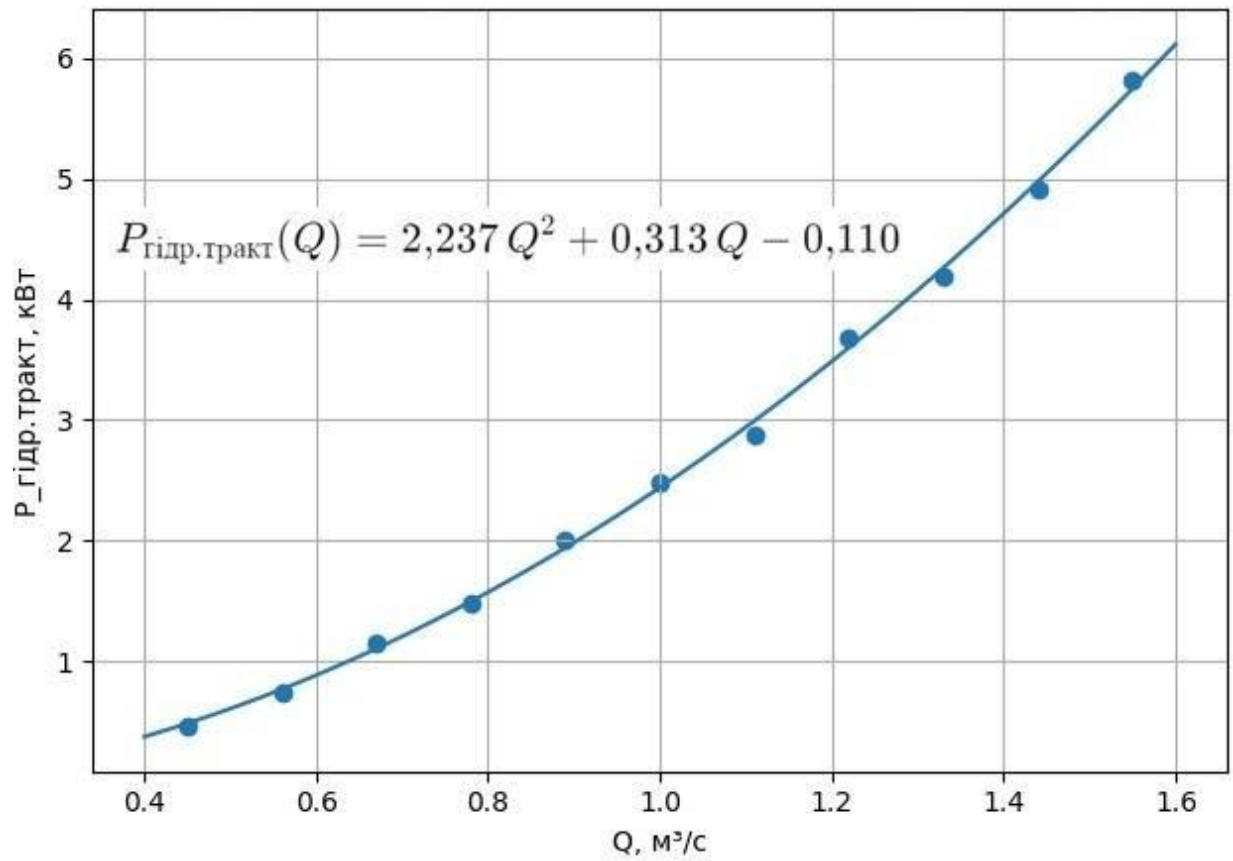


Рисунок В.6 – Залежність гідравлічних втрат від витрати

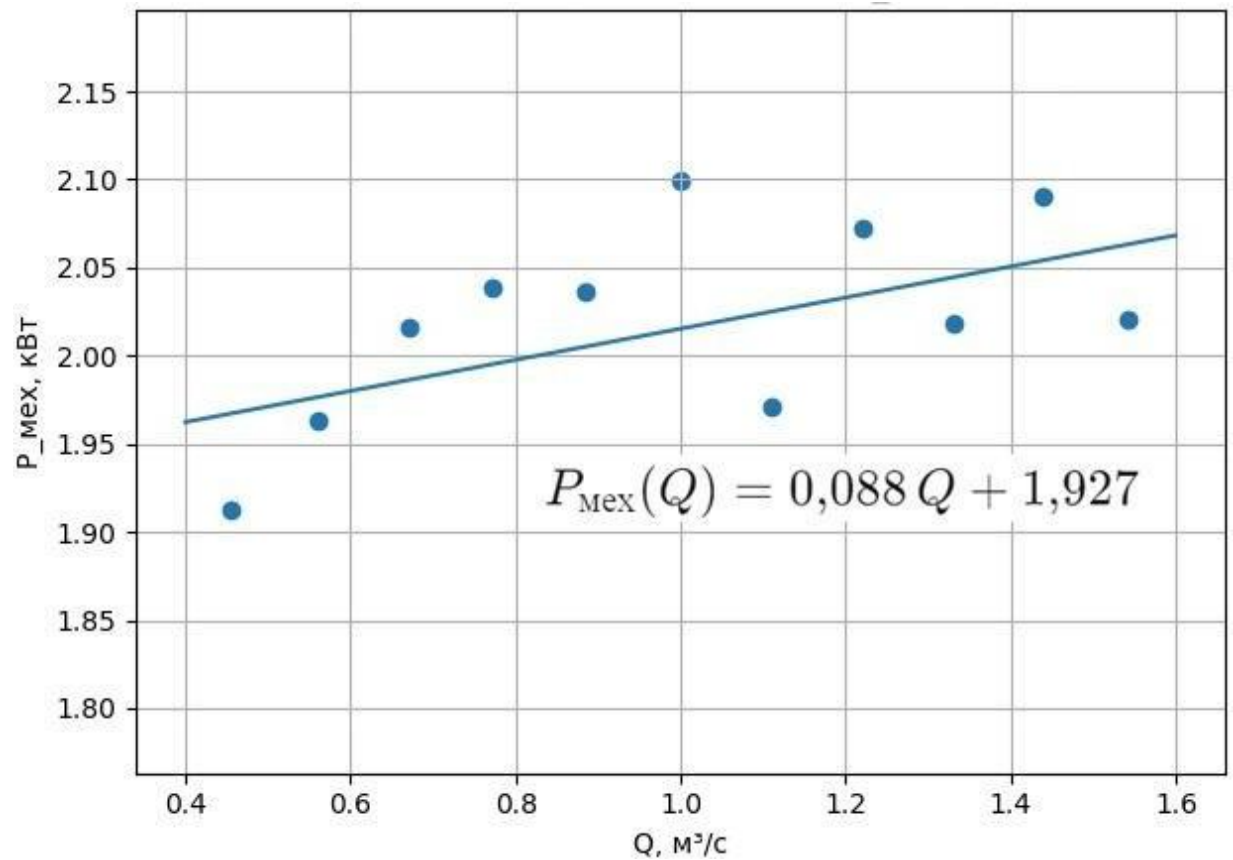


Рисунок В.7 – Залежність механічних втрат від витрати

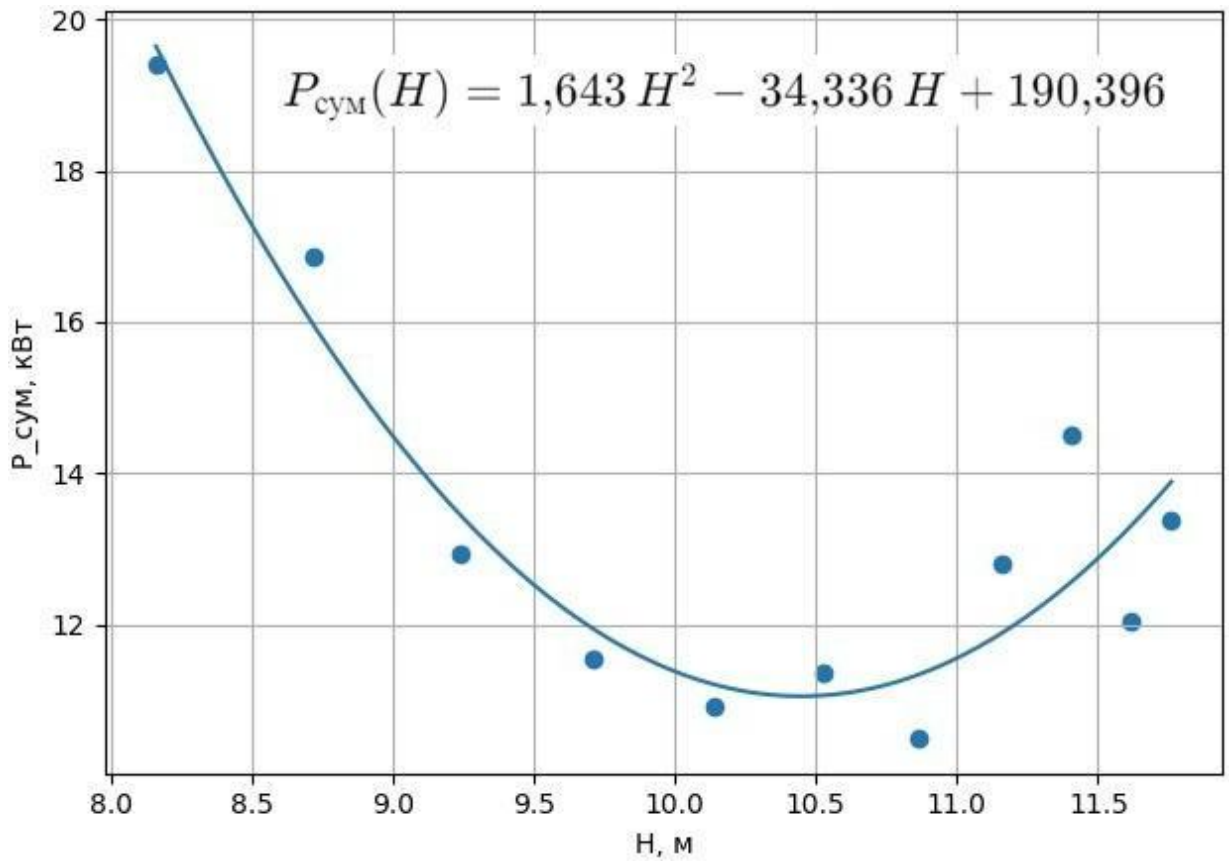


Рисунок В.8 – Залежність сумарних втрат від напору

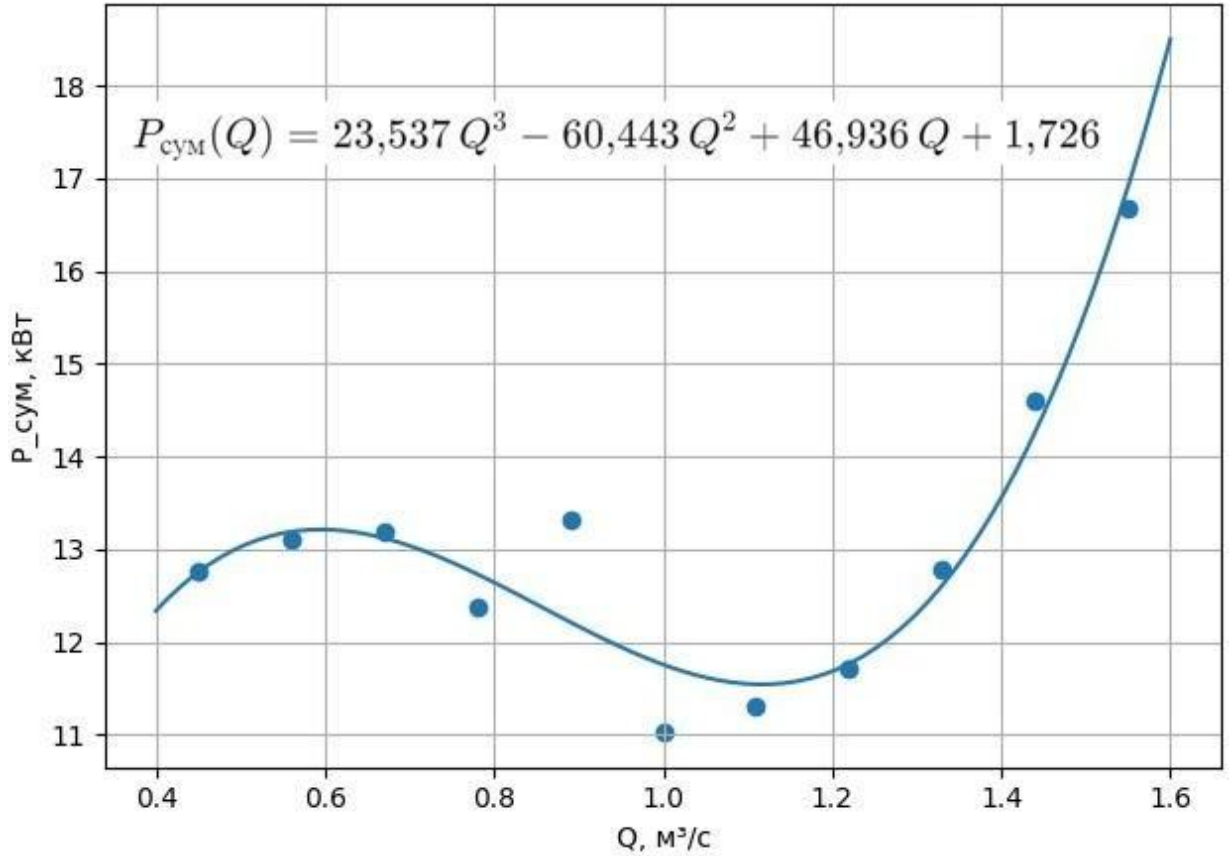


Рисунок В.9 – Залежність сумарних втрат від витрати

ДОДАТОК Г. Акти впровадження

ЗАТВЕРДЖУЮ
Т.в.о.директора Зміївської ТЕС

Курило П.І.
" 14 " 08 2013 р.



АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

результатів дисертаційних досліджень аспіранта кафедри автоматизації,
метрології та енергоефективних технологій
Української інженерно-педагогічної академії

Придворова Сергія Сергійовича

на Зміївській ТЕС

за темою:

“Підвищення економічності роботи енергоблоків шляхом використання енергії скидної води”.

Підстава: договір про співпрацю.

Ухвалено комісією у складі:

Голова комісії:

Начальник виробничо-технічного відділу Корчинський Олександр Олегович

Члени комісії:

1. Заступник начальника цеху теплової автоматики та вимірювань
Коломієць Костянтин Валентинович

2. Провідний інженер цеху наладки та випробувань
Агафонов Євген Віталійович

Результати дисертаційних досліджень Придворова Сергія Сергійовича в рамках науково-дослідної роботи мають практичну цінність при використанні на Зміївській ТЕС. Основні положення, які будуть використовуватись на Зміївській ТЕС складають:

1. Математичні моделі систем автоматичного керування гідравлічними турбінами, встановленими за конденсаторами парових турбін.

2. Методика визначення оптимального вибору електрогенератора для гідравлічної турбіни, яка встановлена на скидній воді .

Запровадження вищезазначених результатів дозволяє підвищити економічність роботи енергоблоків шляхом додаткового виробництва електроенергії за рахунок використання енергії скидної води з конденсаторів парових турбін, що приводить до підвищення техніко-економічних показників роботи станції.

Голова комісії:



О.О. Корчинський

Члени комісії:



К.В. Коломієць



Є.В. Агафонов

ЗАТВЕРДЖУЮ

Перший проректор УПА, кандидат

технічних наук, доцент

Петров С.В.

2023 202__р.



АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

результатів наукових досліджень дисертаційної роботи

Придворова Сергія Сергійовича

в навчальному процесі Української інженерно-педагогічної академії

Комісія у складі: голови – декана факультету Енергетики і автоматизації, кандидата технічних наук, доцента Антоненко Н.С.; членів комісії – доктора технічних наук, професора, завідувача кафедри автоматизації, метрології та енергоефективних технологій Канюка Г.І., кандидата технічних наук, доцента кафедри автоматизації, метрології та енергоефективних технологій Мезері А.Ю. встановила, що результати наукових досліджень Придворова С.С. запровадженні в навчальному процесі УПА у вигляді:

1. Лекційних занять з дисципліни “Автоматизовані системи керування технологічними процесами” за темою “Методи оптимізації систем керування гідроелектричних станцій малої потужності”
2. Лекційних занять з дисципліни “Автоматизовані системи керування в теплоенергетиці” за темою “Сучасні методи підвищення ефективності гідроелектричних станцій малої потужності”
3. При виконанні курсових та дипломних проектів магістрів у галузі енергетики та автоматизації

Голова комісії

Декан факультету Енергетики і автоматизації
кандидат технічних наук, доцент

Наталія АНТОНЕНКО

Члени комісії

Доктор технічних наук,
професор
Кандидат технічних наук,
доцент

Геннадій КАНЮК

Андрій МЕЗЕРЯ

Онлайн сервіс створення та перевірки кваліфікованого та удосконаленого електронного підпису

ПРОТОКОЛ
створення та перевірки кваліфікованого та удосконаленого електронного підпису

Дата та час: 11:37:19 16.03.2026

Назва файлу з підписом: Дисертація Придворов МініГЕС.docx.asice
Розмір файлу з підписом: 4.0 МБ

Перевірені файли:

Назва файлу без підпису: Дисертація Придворов МініГЕС.docx
Розмір файлу без підпису: 4.5 МБ

Результат перевірки підпису: Підпис створено та перевірено успішно. Цілісність даних підтверджено

Підписувач: ПРИДВОРОВ СЕРГІЙ СЕРГІЙОВИЧ

П.І.Б.: ПРИДВОРОВ СЕРГІЙ СЕРГІЙОВИЧ

Країна: Україна

РНОКПП: 3553206459

Організація (установа): ФІЗИЧНА ОСОБА

Час підпису (підтверджено кваліфікованою позначкою часу для підпису від Надавача): 11:37:20
16.03.2026

Сертифікат виданий: КНЕДП АЦСК АТ КБ "ПРИВАТБАНК"

Серійний номер: 5E984D526F82F38F040000008459DF01753BCD06

Алгоритм підпису: ДСТУ 4145

Тип підпису: Удосконалений

Тип контейнера: Підпис та дані в архіві (розширений) (ASiC-E)

Формат підпису: З повними даними для перевірки (XAdES-B-LT)

Сертифікат: Кваліфікований

Версія від: 2025.08.25 13:00