

## СТАТИСТИЧНИЙ АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЗАПУСКУ ТА ЗУПИНКИ ГІДРОТУРБІН ГЕС НА ОСНОВІ ВЕЛИКИХ МАСИВІВ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ДАНИХ

*Д.А. Шаранов<sup>1</sup>, О.І. Трубаєв<sup>2</sup>, О.О. Водка<sup>3</sup>*

*<sup>1</sup> аспірант кафедри математичного моделювання та інтелектуальних обчислень в інженерії, НТУ «ХПІ», Харків, Україна*

*<sup>2</sup> доцент кафедри математичного моделювання та інтелектуальних обчислень в інженерії, канд. техн. наук, НТУ «ХПІ», Харків, Україна*

*<sup>3</sup> кандидат технічних наук, доцент кафедри математичного моделювання та інтелектуальних обчислень в інженерії, НТУ «ХПІ», Харків, Україна*

*[Dmytro.Sharanov@infiz.khpi.edu.ua](mailto:Dmytro.Sharanov@infiz.khpi.edu.ua)*

Гідроелектростанції відіграють ключову роль у забезпеченні стабільності енергосистеми завдяки здатності швидко регулювати потужність відповідно до змін попиту. Проте часті запуски та зупинки гідротурбін призводять до циклічних навантажень, що негативно впливають на надійність та довговічність обладнання через накопичення втомних пошкоджень [1]. Актуальність дослідження полягає у необхідності кількісної оцінки впливу різних експлуатаційних режимів на технічний стан гідроагрегатів для оптимізації графіків роботи, планування технічного обслуговування та підвищення загальної надійності енергетичних систем.

Метою роботи є розробка методології статистичного аналізу режимів запуску та зупинки гідротурбін на основі великих масивів експлуатаційних даних з визначенням основних статистичних характеристик (математичне очікування, дисперсія, розподіл часу роботи та простою), проведення порівняльного аналізу експлуатаційних режимів різних гідроагрегатів однієї станції та умовна класифікація турбін за кількістю циклів пуску/зупинки.

Дослідження базується на аналізі з шагом дискретизації в 1 хвилину експлуатаційних даних 14 гідротурбін ГЕС в Південній Америці за період 511 днів (листопад 2021 – березень 2023), що включають понад 8 мільйонів записів параметрів активної потужності, швидкості обертання та рівня води. Для автоматизованого виявлення моментів запуску та зупинки розроблено алгоритм на основі аналізу порогових значень: критерієм запуску обрано перевищення активної потужності  $P > 5$  МВт або швидкості обертання  $n > 50$  об/хв, критерієм зупинки – падіння цих параметрів нижче порогових значень. Створено Python-скрипт для автоматизованої обробки даних, що дозволяє виконувати паралельний аналіз множини турбін з візуалізацією результатів та формуванням статистичних звітів.

Результати аналізу виявили 7191 цикл запуску/зупинки з надзвичайно високою варіативністю режимів експлуатації. Середня кількість запусків на турбіну становить 513,6 при середній частоті  $\nu = 0,944$  циклу/добу. Проте спостерігається екстремальна нерівномірність: кількість запусків варіює від 8 (турбіна УН-08) до 2743 (УН-10), що становить співвідношення 343:1. На основі кількісного аналізу виконано класифікацію турбін: два гідроагрегати (УН-10 та УН-11) з високою циклічністю (понад 1000 запусків) забезпечують 61,4% всіх циклів станції, десять турбін демонструють середню циклічність (100–1000 запусків), та дві турбіни експлуатуються у режимі базового навантаження (менше 100 запусків). Середній час безперервної роботи для турбін з активним циклюванням становить 187,92 години при дисперсії  $\sigma^2 = 208\,769$  год<sup>2</sup>, що підтверджує високу варіативність експлуатаційних режимів. Турбіна УН-10

характеризується екстремальною циклічністю (4,69 циклу/добу) з короткими періодами роботи (середній час 5,07 год), тоді як турбіна УН-08 працює майже безперервно з максимальним зафіксованим періодом 4050,8 год (169 днів).

Встановлено чітку обернену залежність між частотою запусків та середнім часом роботи: високоциклічні турбіни (УН-10, УН-11) характеризуються короткими робочими циклами (5–8 год), тоді як низькоциклічні агрегати (УН-12, УН-13, УН-14) демонструють тривалі періоди безперервної роботи (50–160 год). Статистичний аналіз розподілів показав, що понад 60% всіх циклів роботи високоциклічних турбін є короткотривалими (менше 5 годин), що свідчить про їх використання для пікового регулювання та балансування енергосистеми. Коефіцієнт варіації для часу роботи досягає 4,30 для окремих турбін, підтверджуючи надзвичайно високу нерівномірність режимів. Виявлено групу з трьох турбін (УН-04, УН-05, УН-06), які демонструють атипову поведінку – наявність запусків при нульовому середньому часі роботи, що вказує на можливі короткочасні тестові включення або особливості збору даних.

Розроблена методологія автоматизованого статистичного аналізу дозволяє ефективно обробляти великі масиви експлуатаційних даних (понад 8 млн записів) та кількісно оцінювати режими експлуатації множини гідротурбін. Виявлено три характерні режими експлуатації (пікове регулювання, комбінований режим, базове навантаження) з кардинально різними статистичними характеристиками. Отримані дані щодо розподілу циклічного навантаження свідчать про нерівномірність експлуатації агрегатів станції, що має критичне значення для прогнозування накопичення втомних пошкоджень. Зокрема, турбіни-регулятори УН-10 та УН-11, що забезпечують 61,4% циклів, мають прискорене накопичення пошкоджень і потребують пріоритетного моніторингу технічного стану [2]. Створений програмний інструментарій та методологія можуть бути застосовані для порівняльного аналізу гідроагрегатів інших гідроелектростанцій, формування бази даних статистичних характеристик експлуатації та розробки систем прогнозування відмов на основі машинного навчання [3].

### **Список літератури:**

1. Trivedi, C. A review on fluid structure interaction in hydraulic turbines: A focus on hydrodynamic damping / C. Trivedi, M. J. Cervantes, O. G. Dahlhaug // *Engineering Failure Analysis*. – 2017. – Vol. 77. – P. 1–22.
2. Egusquiza, E. Failure investigation of a large pump-turbine runner / E. Egusquiza, C. Valero, X. Huang, E. Jou, A. Guardo, C. Rodriguez // *Engineering Failure Analysis*. – 2012. – Vol. 23. – P. 27–34.
3. Palmgren, A. Die Lebensdauer von Kugellagern / A. Palmgren // *Zeitschrift des Vereines Deutscher Ingenieure*. – 1924. – Vol. 68. – P. 339–341.