

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ КЕРУВАННЯ ГІДРОАГРЕГАТОМ З ВИКОРИСТАННЯМ МОДЕРНІЗОВАНИХ АВАРІЙНИХ АЛГОРИТМІВ УПРАВЛІННЯ

Вінницький національний технічний університет;

Анотація

Метою роботи є вдосконалення алгоритмів керування агрегатами ГЕС.

У роботі проведено аналіз виконано аналіз низки технологічних процесів ГЕС. Проведений аналіз алгоритмів автоматичної системи управління гідроагрегатом дозволив виявити недоліки в аварійних режимах роботи. Для усунення виявлених недоліків у роботі запропоновано модернізовані аварійні алгоритми автоматичної системи управління гідроагрегатом. Для дослідження алгоритмів АСУГ розроблена математична модель гідроагрегату на підставі експлуатаційних гідравлічних характеристик реального гідроагрегату та допоміжного обладнання.

Ключові слова: *гідроагрегат, турбіна, гідрогенератор, аварійні режими роботи, система управління, електротехнічний комплекс.*

The purpose of the work is to improve the control algorithms of hydroelectric power plants.

The work analyzes a number of technological processes of hydroelectric power plants. The analysis of the algorithms of the automatic hydraulic unit control system allowed to identify shortcomings in emergency operating modes. To eliminate the identified shortcomings in the work, modernized emergency algorithms of the automatic hydraulic unit control system are proposed. To study the algorithms of the automatic control system, a mathematical model of the hydraulic unit was developed based on the operational hydraulic characteristics of a real hydraulic unit and auxiliary equipment.

Keywords: *hydraulic unit, turbine, hydrogenerator, emergency operating modes, control system, electrical complex.*

Вступ

Сучасне гідроенергетичне обладнання великих ГЕС здебільшого повністю автоматизоване. Усі операції з пуску та зупинки (як у штатному, так і в аварійному режимах), а також більшість функцій оперативного обслуговування агрегатів виконуються автоматизованою системою управління (АСУГ) без участі чергового персоналу. Ручне управління обмежується подачею команд на автоматичний пуск, зупинку або зміну режиму роботи, тоді як усі проміжні дії виконує АСУГ у заданій послідовності.

Основні функції АСУГ: автоматизація операцій, пов'язаних із режимами роботи гідроагрегату (пуск, зупинка, перехід у режим синхронного компенсатора тощо); контроль технічного стану агрегату для своєчасного виявлення несправностей; здійснення протиаварійних заходів у разі несправності агрегату або порушення роботи енергосистеми.

На сьогодні алгоритми АСУГ не стандартизовані нормативними документами, тому їх створюють індивідуально для кожної ГЕС за участю персоналу станції. Такий підхід може призводити до появи неточностей у роботі системи, особливо в нестандартних аварійних ситуаціях, коли АСУГ може видавати неефективні або навіть небезпечні керуючі сигнали, що сприяють розвитку аварії.

Приклад проблеми АСУГ ГЕС реалізує функцію виявлення аварійного стану агрегату з подальшою автоматичною зупинкою. Зокрема, аварійний стан фіксується при зниженні рівня масла в маслонапірній установці (МНУ). У такій ситуації алгоритм подає команду на відключення генераторного вимикача та закриття направляючого апарату (НА). Однак у разі недостатнього об'єму масла в МНУ направляючий апарат може не закритися, що призводить до тривалої роботи агрегату, відключеного від мережі, на підвищених обертах, створюючи ризик додаткових пошкоджень.

Питання забезпечення надійної роботи ГЕС за рахунок законів керування в аварійних режимах роботи залишається особливо актуальним, тому метою роботи є підвищення рівня надійності роботи гідроагрегату гідроелектростанції в аварійних режимах.

Об'єктом дослідження є процеси, що протікають в гідрогенераторі ГЕС в аварійних режимах роботи.

Предметом дослідження є математична та комп'ютерна модель гідрогенератора ГЕС.

Результати дослідження

Основні принципи управління та автоматизації ГЕС передбачають максимальну автономність, мінімізацію участі людини у їхній роботі та спрощення технічного обслуговування. Згідно з цими принципами, визначено ключові вимоги до обладнання та систем автоматизації таких станцій:

Можна виділити такі основні принципи управління ГЕС: автономна робота з мінімальною участю чергового персоналу; максимальна кількість операцій, а особливо тих, які потребують оперативних дій за інструкціями, виконуються автоматично; періодичні огляди звести до мінімальних обсягів та максимального інтервалу їх проведення; повна автоматизація: обладнання має забезпечувати роботу у складі енергосистеми, з забезпеченням виходу з усіх аварійних ситуацій.

Вимоги до обладнання АСУ ГА ГЕС: простота управління та обслуговування; мінімізація допоміжного обладнання, яке має працювати лише в автоматичному режимі; ремонт шляхом заміни стандартних зношених вузлів без виготовлення деталей на місці; у разі аварійної ситуації має забезпечуватися зупинка гідроагрегату з видачею сигналу на центральний пост управління; автоматичні регулятори гідротурбін повинні управляти всім допоміжним обладнанням; захист станції забезпечується автоматичними охоронними пристроями.

Структурна схема автоматичної системи управління гідроагрегатом ГЕС зображена на рис. 1.

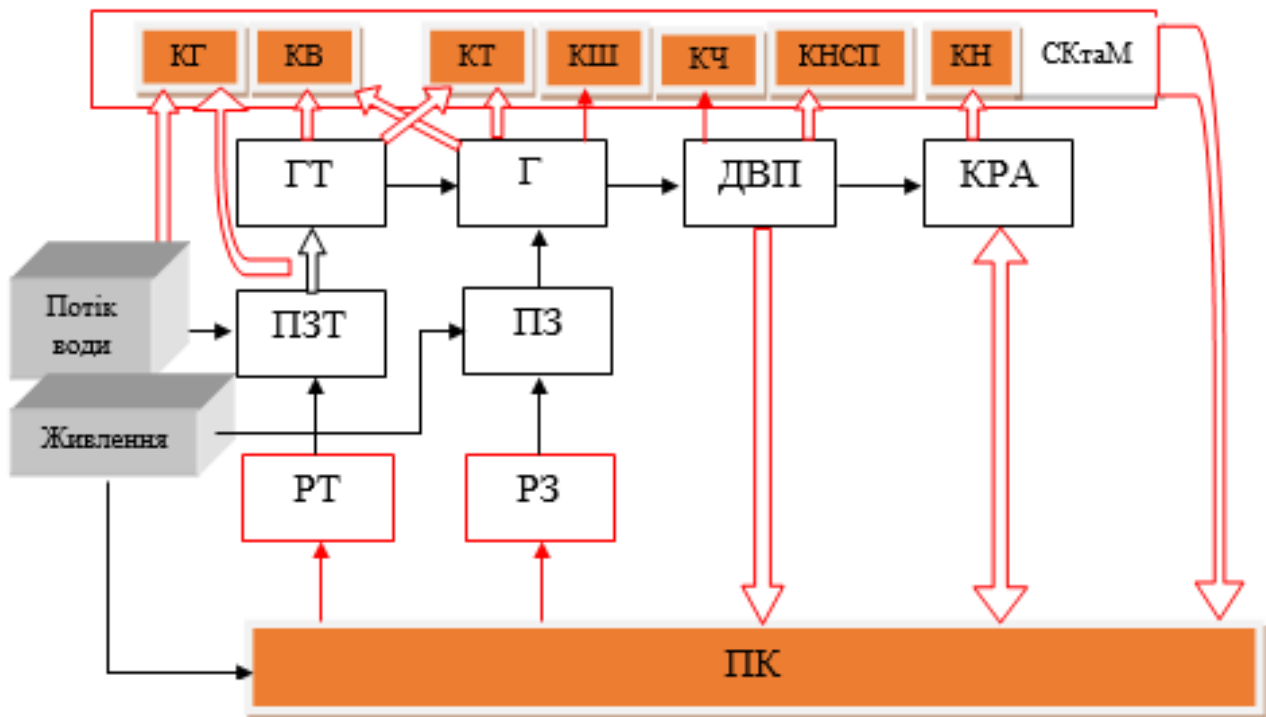


Рисунок 1 – Структурна схема АСУ ГТ ГЕС

До складу АСУ ГТ ГЕС належать такі основні елементи: гідротурбіна (ГТ); електричний генератор (Г); комутаційно-захисна та розподільна апаратура (КРА); пристрій збудження (ПЗ); привід затвору турбіни (ПЗТ); регулятор турбіни (РТ); регулятор збудження (РЗ); пристрій керування турбоагрегатом (ПК); система керування та моніторингу турбоагрегата (СКтаМ); система контролю гідравлічних параметрів гідротурбіни (КГ); система контролю вібрацій гідротурбіни та генератора (КВ); система контролю температури гідротурбіни та генератора (КТ); система контролю швидкості обертання гідротурбіни та генератора (КШ); система контролю частоти напруги статора генератора (КЧ); система контролю напруги, струму та потужності генератора (КНСП); система контролю навантаження генератора (КН).

Червоним кольором на рис. 1 позначено слабкоструміві сигнали керування чи вимірювання контрольованих параметрів. Сукупність блоків, які опрацьовують ці сигнали формує саму структуру АСУ ГТ ГЕС. До складу АСУ ГТ входять також підсистема діагностики та зв'язку з системами керування і моніторингу верхнього рівня.

Для реалізації принципів керування в аварійних режимах роботи необхідно забезпечити можливість централізованого управління об'єктом у режимі реального часу. САУ ГЕС пропонується організувати у вигляді централізованої структури оперативного управління, яка включає часткову децент-

ралізацію окремих функцій локального управління. Це досягається завдяки використанню адаптивних систем автоматичного управління, як показано на функціональній схемі на рис. 2.

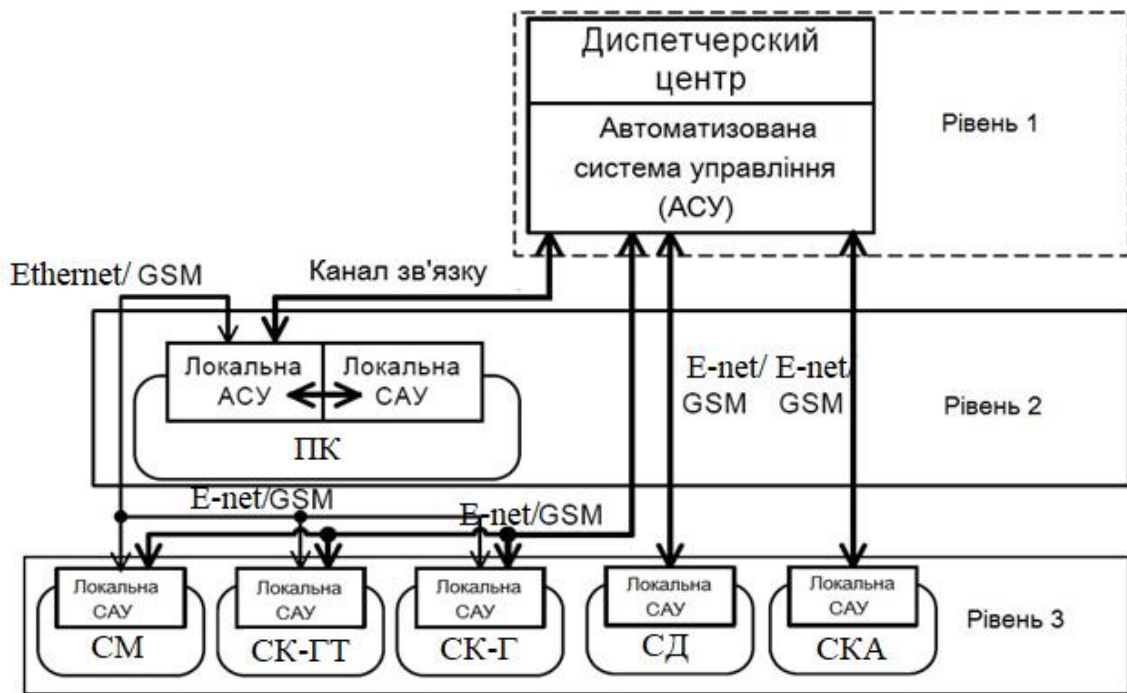


Рисунок 2 – Функціональна схема АСУ ГА ГЕС

На рисунку 3.2 позначено: пристрій керування (ПК); система моніторингу ГА ГЕС (СМ); система керування гідротурбіною (СК-ГТ); система керування генератором (СК-Г); система діагностування (СД); система керування в аварійних режимах роботи (СКА).

Шляхом комп'ютерного імітаційного моделювання було проведено перевірку працездатності розробленої структури та функціональної схеми роботи системи керування ГА в таких режимах: ХХТ, ХХГ, та скидання навантаження. Експериментальні дані підтвердили достовірність отриманих шляхом математичного моделювання результатів.

На основі імітаційної моделі здійснено перевірку аварійних алгоритмів АСУГ, що дозволило виявити недоліки їх функціонування під час аварійної зупинки ГА з відключенням від мережі та скиданням навантаження. У ході аналізу оцінено величину закидання частоти обертання, тривалість роботи агрегату на підвищених обертах, а також час виконання аварійної зупинки.

Перевірено модернізовані аварійні алгоритми АСУГ на основі імітаційної моделі. Результати підтвердили, що модернізація усуває недоліки стандартних алгоритмів. Також було оцінено час виконання аварійної зупинки.

Якщо припустити, що запропонований підхід дозволяє підвищити ефективність роботи ГА ГЕС потужністю 117МВт на 0,01%, то річний економічний ефект може становити **626478,61 грн, а термін окупності модернізації системи керування на самому сучасному і найпотужнішому контролері SIEMENS S7-1500 – становить 4 місяці.**

Дослідження аварійних алгоритмів АСУГ на основі імітаційної моделі виявило, що аварійне відключення ГА в номінальному режимі роботи за стандартними алгоритмами призводить до пульсації частоти обертання амплітудою до 150% та зростання тривалості виходу з перехідного режиму до однієї хвилини.

Перевірка модернізованих алгоритмів на базі імітаційної моделі показала їх ефективність у разі аварійної зупинки та розвантаження ГА. Відключення ГА від мережі з попереднім розвантаженням дозволило усунути зазначених недоліків. Тривалість перехідного процесу зменшилася у 3 рази.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Кухарець Б. В. Підвищення ефективності керування гідроагрегатом ГЕС: БДР. – Тернопіль, ТНТУ – 2023. 59с.
2. Бабков В. П., Коваленко В. Г. Системи автоматизації гідроелектростанцій. – Київ: Політехніка, 2018. – 312 с.
3. Гнатюк В. М. Автоматизовані системи керування на електростанціях і в мережах. – Львів: Техніка, 2020. – 278 с.
4. Гребенюк В. П., Сидоренко І. Г. "Реконструкція гідроагрегатів як засіб підвищення ефективності роботи ГЕС". Гідроенергетика України, №3, 2020. – С. 45–50.
5. Мошноріз М. М., Мосежний Д. В. ДО ПИТАННЯ ДІАГНОСТУВАННЯ ВІДЦЕНТРОВИХ НАСОСНИХ АГРЕГАТІВ. Матеріали конференції «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи (МН-2023)». Секція "Електроенергетика та електромеханіка". 22 червня 2023 року, Вінницький національний технічний університет, м.Вінниця. URL1: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2023/paper/view/18584>.

Мошноріз Микола Миколайович – канд. техн. наук, доцент кафедри комп'ютеризованих електромеханічних систем і комплексів, Вінницький національний технічний університет, e-mail: moshnoriz@vntu.edu.ua.

Мосежний Дмитро Володимирович – студент групи ІЕМ-19б, факультет електроенергетики та електромеханіки, Вінницький національний технічний університет, e-mail: dmoseznij@gmail.com.

Moshnoriz Mykola Mykolayovych – Cand. tech. Sciences, Associate Professor of Computerized Electromechanical Systems and Complexes, Vinnytsia National Technical University, e-mail: moshnoriz@vntu.edu.ua.

Dmytro Volodymyrovych Mosezhny – student of group ІЕМ-19b, Faculty of Electrical Power Engineering and Electromechanics, Vinnytsia National Technical University, e-mail: dmoseznij@gmail.com.