



ЛІТВИНОВ В.В., канд. техн. наук; в.о. начальника
ВТС Дніпровської ГЕС ПАТ «Укргідроенерго»;
доцент кафедри гідроенергетики
Запорізької державної інженерної академії
ГАЛЬКО Є.В., магістрант кафедри гідроенергетики
Запорізької державної інженерної академії.

ВИКОРИСТАННЯ НЕЧІТКИХ МОДЕЛЕЙ ТА ГЕНЕТИЧНИХ АЛГОРИТМІВ ДЛЯ УДОСКОНАЛЕННЯ РЕЖИМУ ГРУПОВОГО РЕГУЛЮВАННЯ АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА ГЕС

В статті запропоновано методи та моделі для покращення режимів роботи гідроагрегатів ГЕС у системі ГРАП. Розроблені зміни до алгоритму знижують загальну кількість перевідних режимів гідроагрегатів. Сформовано нечітку модель для комплексного оцінювання технічного стану енергоблока ГЕС (турбіна, генератор, трансформатор, вимикач), за якою визначається пріоритет гідроагрегату в системі ГРАП. Також розроблено метод оптимального розподілу завдання центрального регулятора САРЧП між гідроагрегатами ГЕС.

К л ю ч о в і с л о в а: гідроагрегат, регулювання, активна потужність, режим, генетичний алгоритм, нечітка модель, технічний стан.

Вступ. У 2003 році в електроенергетичній системі України було введено в експлуатацію систему автоматичного регулювання частоти та активної потужності (САРЧП) [1], основним призначенням якої на теперішній час є регулювання перетоків активної потужності між Україною та сусідніми державами з підтримкою нульового сальдо. Ключову роль в САРЧП, завдяки власній маневреності, відіграють потужні гідроелектростанції (ГЕС). Зараз до системи групового регулювання активної потужності (ГРАП), яка є складовою САРЧП, підключено гідроагрегати Дніпровської ГЕС-1. Дніпровська ГЕС, в цілому, справляється зі своєю функцією в системі ГРАП, але це призводить до значного зростання кількості перевідних режимів агрегатів. Наслідком цього є швидке спрацювання ресурсу гідроагрегатів (як генераторів так і турбін), напруженого режиму роботи допоміжного обладнання та частішого відмов гідроагрегатів. Так, протягом одинадцяти років роботи Дніпровської ГЕС-1 у САРЧП (2005–2016), на гідроагрегатах мали місце 2 відмови 1-ї категорії та 10 відмов 2-ї категорії. Крім того, були відмови допоміжного обладнання, яке задіяне у процесі ГРАП.

З урахуванням цього, а також необхідності продовження роботи гідроагрегатів Дніпровської ГЕС у САРЧП, необхідно прийняти рішення, які б покращили умови роботи гідроагрегатів у системі ГРАП.

Постановка задачі. Основними недоліками існуючого алгоритму ГРАП є:

1) велика кількість перевідних режимів «генераторний режим — режим синхронного компенсатора», яка часто перевищує максимально допустимі значення, визначені заводом-вироб-

ником турбіни та/або генератора;

2) відсутність систематичного комплексного оцінювання технічного стану гідроагрегатів для обґрунтованого визначення пріоритетності їхнього використання у системі ГРАП, через це пріоритетність визначається черговим персоналом ГЕС, що вносить значну долю суб'єктивності в прийняті рішення;

3) рівномірний розподіл завдання потужності від центрального регулятора САРЧП між агрегатами, підключеними до системи ГРАП, без урахування їхніх експлуатаційних характеристик, через що деякі агрегати і вся станція в цілому працюють з неоптимальними параметрами.

Для усунення визначених недоліків існуючого алгоритму ГРАП необхідне його удосконалення шляхом:

1) внесення змін в умови переведення гідроагрегату з генераторного режиму в режим синхронного компенсатора при зниженні завдання, яке дозволять більш повно використовувати припустимий діапазон регулювання активної потужності гідроагрегату;

2) розроблення моделі комплексного оцінювання стану енергоблоків ГЕС (турбіна, генератор, трансформатор, блочний вимикач) з кількісним значенням вихідної величини, яка дозволить обрати для участі у ГРАП ті енергоблоки ГЕС, які мають найкращий технічний стан;

3) розроблення методу розподілу навантаження між агрегатами ГЕС, що беруть участь у ГРАП, з урахуванням їхніх індивідуальних експлуатаційних характеристик, який дозволить найбільш вигідно використовувати гідроенергетичне обладнання ГЕС шляхом максимізації загальностанційного ККД.



Зменшення кількості перевідних режимів гідроагрегатів, що працюють у ГРАП. Існуючий алгоритм вибору кількості гідроагрегатів у системі ГРАП, який закладено у станційну систему управління «Ovation» Дніпровської ГЕС детально описано в [1]. Перший гідроагрегат включається з зупиненого стану або переводиться з режиму синхронного компенсатора у генераторний режим, якщо завдання за активною потужністю перевищує наступне порогове значення:

$$P_{\text{зад}} > P_{\text{min}} (1 + SR), \quad (1)$$

де P_{min} – мінімально припустима потужність гідроагрегату, МВт; SR – коефіцієнт обертового резерву, в.о.

Наступний за рахунком гідроагрегат включається з зупиненого стану або переводиться з режиму синхронного компенсатора у генераторний режим, якщо завдання за активною потужністю перевищує наступне порогове значення:

$$P_{\text{зад}} > \sum P_{\text{max}(n)} (1 - SR), \quad (2)$$

де $P_{\text{max}(n)}$ – сума максимальних потужностей n працюючих гідроагрегатів.

Зупинення гідроагрегату або переведення з генераторного режиму в режим синхронного компенсатора здійснюється, якщо завдання за активною потужністю менше наступного порогового значення:

$$P_{\text{зад}} \leq \sum P_{\text{max}(n-1)} (1 - SR - HYS), \quad (3)$$

де $\sum P_{\text{max}(n-1)}$ – сума максимальних потужностей, що досягається меншою кількістю гідроагрегатів; HYS – коефіцієнт гістерезиса (запізнювання), який дозволяє уникнути непотрібних зупинок/пусків гідроагрегату внаслідок коливання завдання за активною потужністю в невеликих межах.

Недоліком цього алгоритму є значна кількість перевідних режимів гідроагрегатів через часту зміну завдання потужності від центрального регулятора САРЧП. В цьому випадку доцільно більш повно використовувати діапазон припустимого регулювання потужності гідроагрегатів. Так, наприклад, в алгоритмі, розробленому для гідроагрегатів Київської ГЕС [1] зупинення гідроагрегату або переведення з генераторного режиму в режим синхронного компенсатора виконується за іншої умови:

$$P_{\text{зад}} \leq \sum P_{\text{min}(n)} (1 - SR), \quad (4)$$

де $P_{\text{min}(n)}$ – сума мінімальних потужностей, що досягається поточною кількістю агрегатів.

Фахівцями ЦКТРЗіЗ Дніпровської ГЕС було визначено, що загальна кількість перевідних режимів зменшується, якщо поєднати умови (3) та (4) за функцією мінімізації.

Також, через стохастичний характер зміни завдання центрального регулятора САРЧП доцільно відмовитись від коефіцієнтів SR та HYS , які, не сприяючи зменшенню кількості перевідних режимів, за деяких значень завдання потужності розподіляють завдання таким чином, що потужність агрегату стає меншою за P_{min} . З урахуванням цього, умова зупинення гідроагрегату або переведення з генераторного режиму в режим синхронного компенсатора записується наступним чином:

$$P_{\text{зад}} \leq \min \left\{ \sum P_{\text{min}(n)}; \sum P_{\text{max}(n-1)} \right\}. \quad (5)$$

Комплексне оцінювання технічного стану енергоблока ГЕС для визначення його пріоритету в системі ГРАП. Оскільки до системи ГРАП підключається частина агрегатів ГЕС, важливим є обґрунтований вибір складу агрегатів та їхньої пріоритетності. Цей вибір має ґрунтуватись на фактичному технічному стані енергоблоків ГЕС, які включають в себе:

- гідравлічну турбіну;
- гідрогенератор;
- блочний трансформатор;
- блочний вимикач.

Оцінювання технічного стану кожного елемента блока являє собою дуже складну задачу через дію наступних факторів [2]:

- обмеженість та різномірність вхідної діагностичної інформації;
- відсутність аналітичних зв'язків між вхідними величинами;
- необхідність подальшого визначення комплексної оцінки стану енергоблока за локальними оцінками стану його складових.

За наявності цих факторів побудова детермінованої моделі оцінювання стану, особливо за відсутності репрезентативної статистичної вибірки, щодо відмов обладнання енергоблока ГЕС, ускладнена. В [3–5] показано, що за таких умов для комплексного оцінювання стану об'єктів електроенергетики корисним є використання нечітких методів та моделей. Нечіткі моделі використовуються для оцінки стану такого обладнання як:

- силові трансформатори [3];
- високовольтні вимикачі [4];
- гідрогенератори [5].



Аналіз перерахованих вище нечітких моделей силового та комутаційного електрообладнання показав наступне:

1) найбільш доцільне використання нечітких алгоритмів Мамдані [6] через те, що для зв'язку вхідних ознак і вихідного стану об'єкта найкраще підходять вербальні правила;

2) в залежності від кількості діагностичних ознак використовується або звичайна нечітка модель, або ієрархічна [6].

Для визначення технічного стану енергоблока ГЕС розроблено багаторівневу нечітку модель, структурну схему якої представлено на Рис. 1.

На вхід нечіткої моделі загального стану енергоблока ГЕС поступають кількісні оцінки технічного стану кожного елемента енергоблока, також визначені за відповідними нечіткими моделями.

Для оцінювання стану гідрогенератора використано нечітку модель, розроблену в [5, 7], трансформатора – модель, розроблену в [3], вимикача – модель, розроблену в [4]. Для оцінювання стану гідравлічної турбіни розроблено однорівневу нечітку модель Мамдані. За 11 років експлуатації гідроагрегатів Дніпровської ГЕС у системі ГРАП було встановлено, що найбільш негативного впливу від понаднормового регулювання гідроагрегату зазнають наступні вузли турбіни радіально-осьового типу:

- турбінний підшипник;
- система регулювання;
- насоси МНУ.

В якості вхідної інформації використовуються параметри, які можна визначити або розрахувати в режимі «on-line». Тому для оцінки технічного стану гідротурбіни прийняті наступні параметри:

$T^0_{\text{оливи}}$ = «Температура оливи турбінного підшипника», °С;

L = «Вібрація турбінного підшипнику», мкм;

t = «Інтервал часу між двома підкачуваннями повітря до камери робочого колеса в режимі синхронного компенсатора», хв;

n = «Кількість перевідних режимів гідроагрегату»;

P = «Тиск у котлі МНУ», атм.

Структурна схема розробленої нечіткої моделі представлена на Рис. 2.

Для використання обраних параметрів при розв'язанні задачі оцінювання технічного стану гідротурбіни обрано наступні вхідні лінгвістичні змінні з термами:



Рис. 1. Структурна схема нечіткої моделі оцінювання стану енергоблока ГЕС

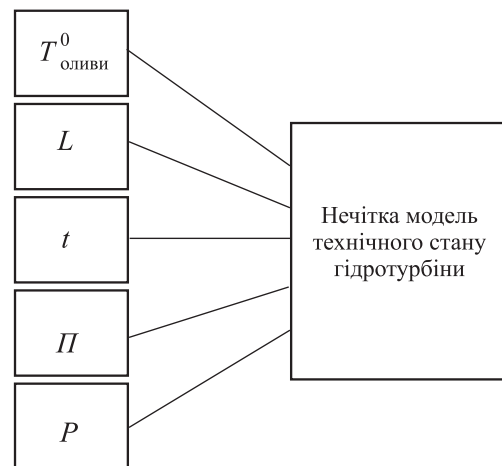


Рис. 2. Структурна схема нечіткої моделі оцінювання стану турбіни

$T^0_{\text{оливи}1}$ = «Припустима», $T^0_{\text{оливи}2}$ = «Висока»;

L_1 = «Припустима», L_2 = «Висока»;

t_1 = «Короткий», t_2 = «Нормальний»;

n_1 = «Допустима», n_2 = «Висока»;

P_1 = «Низький», P_2 = «Нормальний», P_3 = «Високий».

Вихідну множину станів гідравлічної турбіни S описано лінгвістичною змінною «Технічний стан гідротурбіни». Терми вихідної змінної та їхні інтервали визначено за стандартними відмітками вербально-числової шкали Харрінгтона [8]:

$ДД$ = «Дуже добрий технічний стан» (0,8; 1,0);

$Д$ = «Добрий технічний стан» (0,64; 0,8);

$С$ = «Середній технічний стан» (0,36; 0,64);

$П$ = «Поганий технічний стан» (0,2; 0,36);

$ДП$ = «Дуже поганий технічний стан» [0,0; 0,2].

В цьому випадку база правил для оцінювання технічного стану турбіни формується на основі експертних знань характеристик та процесів, що відбуваються в процесі експлуатації. В даній мо-

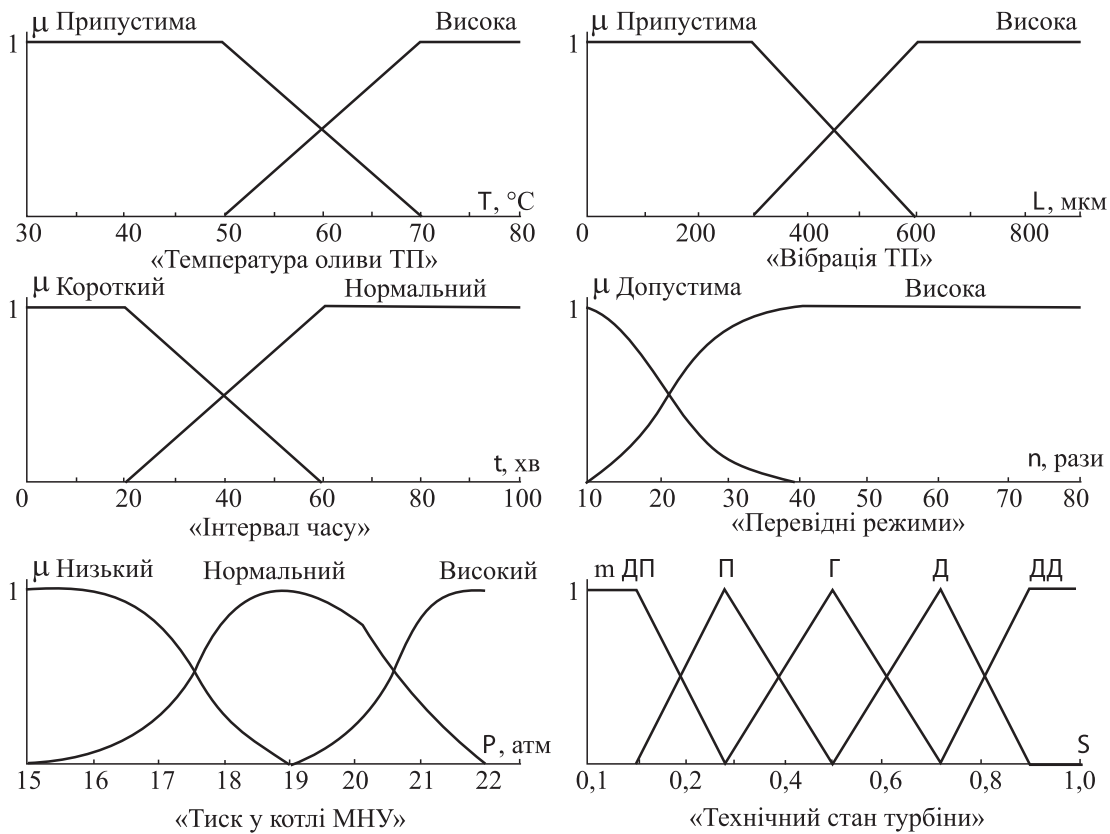


Рис. 3. Функції приналежності термів моделі оцінки стану турбіни

делі вона представляє собою набір із 48 продукційних правил наступного типу:

«ЯКЩО температура оливи турбінного підшипника $T^0_{\text{оливи}} = \{T^0_{\text{оливи1}}; T^0_{\text{оливи2}}\}$ ТА вібрація турбінного підшипника $L = \{L_1; L_2\}$ ТА інтервал часу між двома підкачуваннями повітря до камери робочого колеса в режимі синхронного компенсатора $t = \{t_1; t_2\}$ ТА кількість перевідних режимів гідроагрегату $n = \{n_1; n_2\}$ ТА тиск у котлі МНУ $P_1 = \{P_1; P_2; P_3\}$, ТО технічний стан гідравлічної турбіни $S = \{ДД, Д, С, П, ДП\}$.

Функції приналежності розробленої моделі побудовані за результатами опитування 10 експертів та представлені на Рис. 3.

Для вирішення задачі оцінювання загального технічного стану енергоблока за нечіткою моделлю Мамдані обрано наступні вхідні лінгвістичні змінні з термами:

T = «Загальний технічний стан турбіни»;
 T_1 = «Поганий», T_2 = «Середній», T_3 = «Добрий»;

G = «Загальний технічний стан генератора»;
 G_1 = «Поганий», G_2 = «Середній», G_3 = «Добрий»;

TR = «Загальний технічний стан трансформатора»;
 TR_1 = «Поганий», TR_2 = «Середній», TR_3 = «Добрий»;

CB = «Загальний технічний стан вимикача»;
 CB_1 = «Поганий», CB_2 = «Середній», CB_3 = «Добрий».

Вихідну множину станів блока SS описано лінгвістичною змінною «Загальний технічний стан енергоблока ГЕС». Терми вихідної змінної та їхні інтервали визначено за стандартними відмітками вербально-числової шкали Харрінгтона, аналогічно до вихідних термів моделей елементів блока. В цьому випадку база правил для оцінювання стану енергоблока ГЕС формується на основі експертних знань. В даній моделі вона представляє собою набір із 81 продукційного правила.

Метод розподілення активного навантаження між агрегатами ГЕС з використанням генетичного алгоритму. Класичний метод розподілення активної потужності між гідроагрегатами ГЕС полягає в рівномірному розподілі завдання активної потужності між всіма гідроагрегатами ГЕС [9,10]. В цьому випадку відносні прирости витрати води за однакового напору ($H = \text{const}$) будуть рівними між собою:

$$q_1 = q_2 = \dots = q_n. \quad (6)$$

Виходячи з цього, при наявності завдання активної потужності для ГЕС $P_{\text{зад}}$, оптимальний розподіл потужності між гідроагрегатами виглядає наступним чином:

$$P_{\text{г/а}} = P_{\text{зад}} / n, \quad (7)$$

де n – кількість гідроагрегатів, що знаходяться в роботі.

Цей метод розподілу потужності між гідроагрегатами ГЕС не враховує неоднаковість характе-



Таблиця 1. Пріоритет гідроагрегатів Дніпровської ГЕС-1 у системі ГРАП

Номер енергоблоку ГЕС	Технічні стани елементів блока				Загальний технічний стан	Пріоритет
	Вимикач	Генератор	Трансформатор	Турбіна		
2	0,66	0,7976	0,7159	0,846	0,7064	1
3	0,625	0,5333	0,7362	0,804	0,7045	2
8	0,667	0,6833	0,6907	0,653	0,6765	3
7	0,662	0,7357	0,7359	0,54	0,6748	4
4	0,661	0,6589	0,8538	0,634	0,6666	5
6	0,527	0,5089	0,6942	0,717	0,6333	6
1	0,59	0,6558	0,8083	0,596	0,6264	-
9	0,594	0,4151	0,6907	0,588	0,554	-
5	0,475	0,5428	0,6141	0,655	0,54	-

ристик турбін ГЕС. В загальному випадку, експлуатаційні характеристики гідротурбін відрізняються одна від одної і основним показником, який характеризує ефективність роботи ГЕС, є загальностанційний ККД, який представляє собою відношення сумарної потужності генераторів, що працюють в генераторному режимі, до сумарної потужності первинного енергоносія, підведеного до гідротурбін [11]. Враховуючи те, що ККД гідротурбіни визначається як відношення вихідної потужності на валу i -го генератора $P_{вих}$ до вхідної потужності, підведеної до i -ї гідротурбіни $P_{вх}$:

$$\eta_i = P_{вих-i} / P_{вх-i}, \quad (8)$$

загальностанційний ККД визначається відношенням сумарної потужності агрегатів, що працюють, до сумарної підведеної потужності гідротурбіни:

$$\eta = \frac{\sum_{i=1}^n P_{вих-i}}{\sum_{i=1}^n P_{вх-i}}, \quad (9)$$

де n – кількість гідроагрегатів між якими розподіляється навантаження.

Якщо підставити (8) в (9):

$$\eta = \frac{\sum_{i=1}^n P_{вих-i}}{\left(\sum_{i=1}^n P_{вих-i} / \eta_i \right)}. \quad (10)$$

Вираз (10) представляє собою цільову функцію, яку необхідно максимізувати за умови,

що напір дорівнює робочому значенню на момент розподілу навантаження між агрегатами $H=H_{роб}$:

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n P_{вих-i}}{\sum_{i=1}^n P_{вих-i} / \eta_i} \Big|_{H=H_{роб}} \rightarrow \max. \quad (11)$$

Із завдання активної потужності для ГЕС $P_{зад}$ формується обмеження у формі рівності:

$$P_{зад} = \sum_{i=1}^n P_{вих-i}. \quad (12)$$

З урахуванням діапазонів рекомендованої роботи гідроагрегатів формуються обмеження у вигляді нерівностей загальною кількістю n :

$$P_{ном-i} \geq P_i \geq P_{рек-i}^{min}, \quad i = 1, \dots, n. \quad (13)$$

Для вирішення сформованої оптимізаційної задачі через значну нелінійність цільової функції та велику кількість обмежень у формі нерівностей, застосовано генетичний алгоритм [11, 12]. Оптимізаційна задача (цільова функція) формалізується таким чином, щоб її рішення можна було представити у вигляді вектора генів $P_i = \{p_1, p_2, \dots, p_n\}$, кожен з яких є певним числом. За допомогою генератора випадкових чисел формується множина генотипів початкової популяції. Кожен елемент в популяції має певний рівень якості, який характеризується значенням цільової функ-

Таблиця 2. Розподіл навантаження 350 МВт за існуючим та розробленим алгоритмом

№ стр	P _{зад} , МВт	Розподіл завдання між агрегатами, МВт						Загальностанційний ККД, %	Алгоритм
		№ 2	№ 3	№ 8	№ 7	№ 4	№ 6		
1	350	58,33	58,33	58,33	58,33	58,33	58,33	91,701	існуючий
2	350	49,2	49,2	62,9	62,9	62,9	62,9	92,122	розроблений
3	250	50	50	50	50	50	0	89,669	існуючий
4	250	43,61	43,73	43,07	59,87	59,72	0	90,675	розроблений
5	220	55	55	55	55	0	0	87,663	існуючий
6	250	43,37	42,17	43,01	48,41	43,04	0	89,01	розроблений



ції. Ці значення оцінюються з використанням «функції пристосованості» [13, 14]. З отриманої множини рішень з урахуванням значення «пристосованості» обираються рішення до яких застосовуються генетичні оператори «схрещування» та «мутація», в результаті чого отримуються нові рішення. Для них також визначається пристосованість та проводиться відбір кращих рішень у наступне покоління, і т. д. Якщо виконуються умови закінчення циклу – останнє покоління приймається в якості рішення, якщо ні – цикл виконується знову. Рішенням є вектор значень режимних потужностей гідроагрегатів:

$$\bar{P} = \{P_1, P_2, \dots, P_n\}, \quad (14)$$

де n – кількість агрегатів, що знаходяться в роботі.

Приклад. Для оцінювання ефективності запропонованих методів та моделей для удосконалення режиму ГРАП на ГЕС розглянуто наступний приклад.

В деякий час до САРЧП було підключено 6 гідроагрегатів Дніпровської ГЕС-1, які відпрацьовували завдання центрального регулятора $P_{\text{зад}} = 350$ МВт. За розробленою ієрархічною нечіткою моделлю було визначено технічні стани елементів дев'яти енергоблоків Дніпровської ГЕС-1. За отриманими результатами було визначено загальні технічні стани енергоблоків за якими було сформовано пріоритети встановлення гідроагрегатів у систему ГРАП. Результати приведені у Табл.1.

Таким чином, до системи ГРАП підключаються шість гідроагрегатів з найвищим пріоритетом: №№ 2, 3, 8, 7, 4, 6. За існуючим алгоритмом (7), розподіл навантаження буде мати вигляд, представлений в Табл. 2, стр. 1.

За розробленим алгоритмом оптимального розподілу навантаження між агрегатами (11)–(13) з урахуванням отриманого пріоритету розподіл завдання матиме вигляд, представлений в Табл. 2, стр. 2.

Згідно з алгоритмом роботи центрального регулятора САРЧП, завдання за потужністю для ГЕС було знижено до 250 МВт. При цьому необхідно визначити необхідну кількість агрегатів для відпрацювання завдання:

1) за існуючим алгоритмом ГРАП (3):

$$250 \leq (65 + 65 + 72 + 72 + 72) \times (1 - 0,02 - 0,02) = 332 \text{ МВт}. \quad (15)$$

Умова виконується. Отже, необхідно зупинити або перевести в режим синхронного компенсатора один агрегат.

2) за запропонованим алгоритмом ГРАП (5):

$$250 \leq \min(346; 256). \quad (16)$$

Умова виконується. Отже, необхідно зупинити або перевести в режим синхронного компенсатора один агрегат.

За обома алгоритмами необхідне переведення одного гідроагрегату в режим синхронного компенсатора. Оскільки гідроагрегат № 6 в комплексі зі своїм енергоблоком має найнижчий пріоритет, саме його доцільно зупинити. При цьому, за існуючим алгоритмом, розподіл навантаження матиме вигляд, представлений в Табл. 2, стр. 3.

За розробленим алгоритмом оптимального розподілу навантаження між п'ятьма агрегатами з урахуванням отриманого пріоритету, розподіл завдання має вигляд, представлений в Табл. 2, стр. 4.

Згідно з алгоритмом роботи центрального регулятора САРЧП, завдання за потужністю для ГЕС було ще раз зменшено до 220 МВт. Знову визначається необхідна кількість агрегатів для відпрацювання цього завдання:

1) за існуючим алгоритмом ГРАП (3):

$$250 \leq (65 + 65 + 72 + 72) \times (1 - 0,02 - 0,02) = 263 \text{ МВт}. \quad (17)$$

Умова (3) виконується, отже, необхідно зупинити або перевести в режим синхронного компенсатора один агрегат.

2) за запропонованим алгоритмом ГРАП (5):

$$250 \leq \min(274; 213). \quad (18)$$

Умова (5) не виконується, отже, немає необхідності у зміні кількості агрегатів, що працюють в генераторному режимі, оскільки це завдання можна відпрацювати наявним складом агрегатів шляхом більш повного використання діапазону регулювання їхньої потужності.

В першому випадку, оскільки гідроагрегат № 4 в комплексі зі своїм енергоблоком, має найнижчий пріоритет, саме його доцільно зупинити. При цьому, за існуючим алгоритмом, розподіл навантаження матиме вигляд, представлений в Табл. 2, стр. 5.

В другому випадку завдання розподіляється між п'ятьма гідроагрегатами. Результат приведено в Табл. 2, стр. 6.

Порівняльний аналіз отриманих результатів свідчить, що удосконалений алгоритм підвищує ефективність роботи генераторів у САРЧП при цьому позбавляючи їх від зайвих перевідних режимів через зону нерекомендованої роботи.

Висновки.

Удосконалений метод розподілення активно навантаження між агрегатами ГЕС, що працюють у системі ГРАП, дозволяє економити їхній ресурс та ресурс допоміжного обладнання шляхом зниження кількості перехідних режимів та



попереднього оцінювання технічного стану агрегатів, виключаючи участь у системі ГРАП гідроагрегатів з найгіршим технічним станом. Також удосконалений метод дозволяє ефективніше використовувати діапазон робочих потужностей гідроагрегатів шляхом розподілу навантаження між агрегатами за критерієм максимізації загальностанційного ККД, що дозволить зменшити витрати води на виробіток електроенергії під час роботи агрегатів у ГРАП.

Подальші дослідження передбачаються у розвиненні нечіткої моделі комплексного оцінювання стану енергоблоків ГЕС шляхом урахування стану допоміжного обладнання ГЕС, яке бере участь у процесі ГРАП.

ЛІТЕРАТУРА

1. Редин В.И. Принципы построения и организация взаимодействия системы SCADA/AGC – Centralog ГЭС / В.И. Редин, А.Г. Баталов, Ю.Н. Бондаренко, Д.А. Олефир, А.Г. Денисенко // Электрические сети и системы. – 2004. – № 3. – С. 3–8.
2. Костерев М.В. Оцінка імовірності відмови електрообладнання при керуванні режимами електричної системи / М.В. Костерев, Є.І. Бардик, В.В. Літвінов // Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: «Електротехніка і енергетика». – Донецьк: ДВНЗ «ДонНТУ». – 2011. – № 11 (186). – С. 199–204.
3. Костерев М.В. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об'єктів електричних систем / М.В. Костерев, Є.І. Бардик. – К.: НТУУ «КПІ», 2010. – 131 с.
4. Літвінов В.В. Оцінка ризику порушення стійкості двигунового навантаження при відмовах електрообладнання в підсистемі ЕЕС: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.14.02 – електричні станції, мережі та системи / Літвінов Володимир Валерійович. – К., 2012. – 20 с.
5. Litvinov V.V. Fuzzy-Statistical Modeling of Hydrogenerator for Its Reliability Appreciation / V.V. Litvinov, K.A. Manukian // The IJES. – V. 3 – Is. 1. – 2014. – P. 85–95.
6. Штовба С.Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB / С.Д. Штовба. – М.: Горячая линия-Телеком, 2007. – 288 с.
7. Джуржий П.О. Удосконалення системи групового регулювання активної потужності ГЕС з урахуванням технічного стану гідроагрегатів / П.О. Джуржий, В.В. Літвінов // Сучасні проблеми систем електропостачання промислових та побутових об'єктів. Матеріали I міжнародної науково-технічної конференції викладачів, аспірантів і студентів. – Донецьк, 2013. – С. 78–80.
8. Ременников В.Б. Управленческие решения / В.Б. Ременников. Минск: Юнити, 2005. – 144 с.
9. Літвінов В.В. Оптимізація групового регулювання активної потужності на гідроелектростанціях за допомогою генетичного алгоритму / В.В. Літвінов // Вісник національного університету водного господарства та природокористування. Збірник наукових праць. Технічні науки. – 2015. – Вип. 3(71). – Ч.1. – С. 190–195.
10. Арзамасцев Д.А. АСУ и оптимизация режимов энергосистем / Д.А. Арзамасцев, П.И. Бартоломей, А.М. Холян. – М.: Высшая школа, 1983. – 208 с.
11. Літвінов В.В. Удосконалення методу розподілу навантаження між гідроагрегатами з неідентичними характеристиками турбін / В.В. Літвінов, Є.В. Галько // Вісник НТУ «ХПІ», серія: «Механіко-технологічні системи та комплекси». – 2015. – № 36. – С. 131–137.
12. Тэрано Т. Прикладные нечёткие системы / Т. Тэрано, К. Асаи, М. Сугено. – М.: Мир, 1993. – 368 с.
13. Ротштейн А.П. Интеллектуальные технологии идентификации: нечеткая логика, генетические алгоритмы, нейронные сети / А.П. Ротштейн. – Вінниця: ВНТУ, 1999. – 320 с.
14. Рутковская Д. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы / Д. Рутковская, Л. Рутковский. – М.: Горячая линия-Телеком, 2004. – 452 с.

© Літвінов В.В., Галько Є.В., 2016

