



УДК 537.529

УРМАНОВ О.Б., головний інж., Каскад Київської ГЕС та ГАЕС ПАТ "Укргідроенерго"
ТІТКО В.О., канд. техн. наук, Інститут електродинаміки НАН України,



УРМАНОВ О.Б.



ТІТКО В.О.

РОЗРОБКА ТА ДОСЛІДЖЕННЯ БАГАТОФАКТОРНИХ СТАТИСТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ВІБРОДІАГНОСТИКИ ГІДРОГЕНЕРАТОРІВ

Проведено аналіз вібраційних характеристик для визначення технічного стану гідроенергетичних генераторів. Побудовано статистичні моделі вібраційних процесів та досліджено поведінку віброхарактеристик, що дало можливість уточнити введений діагностичний параметр, який при використанні дозволить прогнозувати технічний стан гідроенергетичних генераторів за сукупністю накопичення дефектів і вчасно його зупинити, не допускаючи до суттєвих пошкоджень вузлів машини і аварійних ситуацій.

Ключові слова: статистичні моделі, діагностичний параметр, критерій граничного накопичення дефектів, вібраційна діагностика.

В Україні більше п'ятдесяти відсотків парку гідроенергетичних генераторів (ГГ) відпрацювали свій ресурс [1]. Подовження надійної та ефективної експлуатації гідроенергетичних генераторів понад строки, які визначені нормативами, є першочерговим завданням.

Діючий ГОСТ 5616-89 [2] ставить високі вимоги щодо основних техніко-економічних показників гідроенергетичних генераторів із допоміжними системами, зокрема, значення показників надійності повинні бути не нижче наведених в Табл. 1.

В сучасних умовах режими роботи ОЕСУ супроводжуються значними коливаннями споживаної енергії в межах доби. Це вимагає частих пусків та зупинок гідроенергетичних генераторів, їхньої роботи в режимах синхронного компенсатора.

Маневрені режими ведуть до прискореного зношення, підвищують імовірність ушкоджень вузлів гідроагрегатів. В цих умовах забезпечення надійної та ефективної роботи ГГ з подовженням ресурсу є вкрай актуальним.

Тому треба підвищувати вимоги до інформації про їх поточний технічний стан.

Одним із шляхів поліпшення техніко-економічних показників ГГ є широке впровадження систем діагностики і прогнозування технічного стану на основі розроблених нових методів, перспективних способів і пристроїв.

На особливу увагу заслуговують методи інтегрального діагностування, коли за мінімальною кількістю даних експлуатаційного контролю визначається технічний стан всього ГГ, а не окремого вузла, тобто за сукупністю усіх можливих дефектів. Таке інтегральне діагностування можна здійснювати, застосовуючи методи вібраційної

діагностики [3–5], які реалізуються на основі засобів штатної системи контролю.

Прикладом цього є діагностування потужних турбогенераторів (ТГ) на основі введення критеріальної функції накопичення дефектів в статорі та розробки критерію граничного накопичення дефектів в машинах [6–8].

Дана робота пов'язана з розробкою та дослідженням багатофакторних моделей в гідроенергетичних генераторах на основі аналізу вібраційних характеристик, з подальшим використанням їх для застосування введеного раніше критерію граничного накопичення дефектів в статорі для гідроенергетичних генераторів.

Для цього, перш за все, було зібрано дані з експлуатаційної надійності і вібраційних процесів гідроенергетичних генераторів (ГГ) Київської ГЕС з достатньою для статистичного моделювання вибіркою в часі.

Як відомо, в турбогенераторах критеріальна функція є функцією вертикальних складових віброзсувів на опорах підшипників генератора в двох режимах – навантажувальному і при неробочому ході, коли відсутня дія електромагнітних процесів в статорі на вібрацію в роторі, і характеризує зміну технічного стану в часі й у тих випадках, коли абсолютні значення не перевищують припустимих за технічними умовами [7, 8].

Таблиця 1.

Найменування показника надійності	Одиниця виміру	Величина
Коефіцієнт готовності	Відн. од.	0,996
Середній наробіток на відмову	годин	27000
Середній строк наробітку між капітальними ремонтами не менше	років	7
Строк служби не менше	років	40

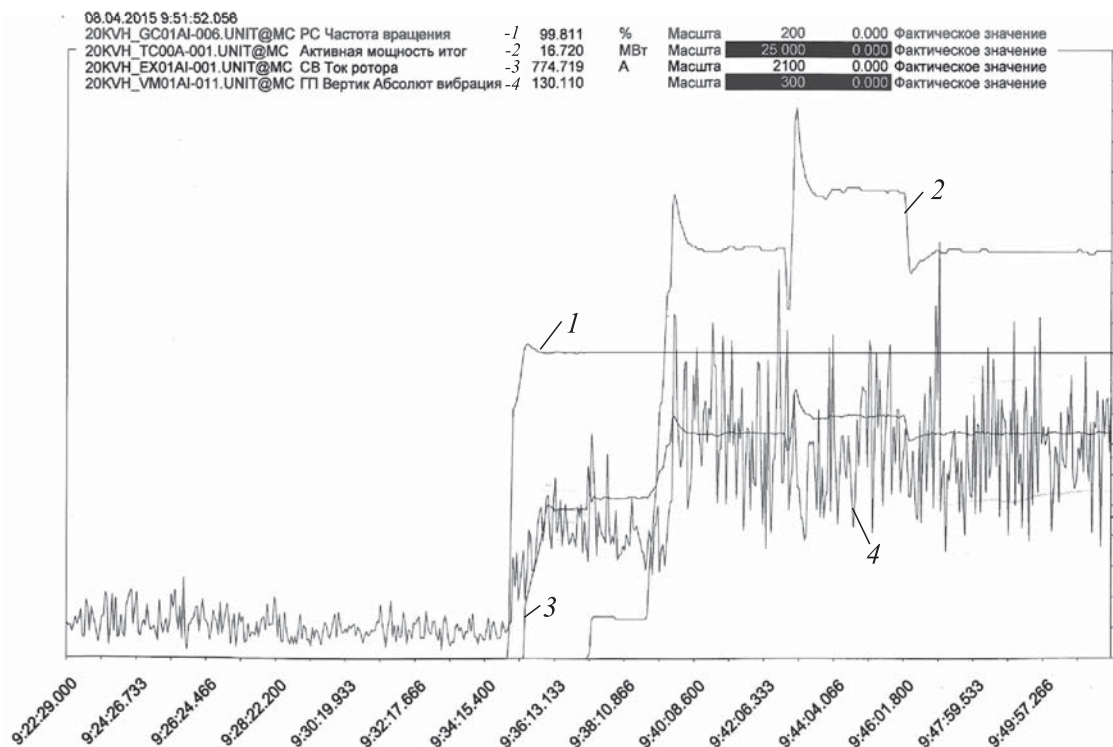


Рис. 1. Фрагмент запису статистичних даних з Київської ГЕС (ГГ №19): (1 – частота обертання, 2 – активна потужність, 3 – струм ротора, 4 - вертикальна вібрація)

Таблиця 2.

Режим навантаження					Режим неробочого ходу		
t, час	P, МВт	i, А	ξ, мкм	ξ, мкм (розр.)	t, час	ξ, мкм	ξ, мкм (розр.)
09.04.15	16,8	780	100	99,6693	09.04.15	62	63,409
11.04.15	16,9	770	90	99,1693	11.04.15	64	63,327
13.04.15	17	770	105	98,6693	13.04.15	62	63,245
15.04.15	16,8	775	102	98,1693	15.04.15	66	63,163
17.04.15	17	800	107	97,6693	17.04.15	64	63,081
21.04.15	16,9	770	95	97,1693	21.04.15	60	62,999
23.04.15	17,2	770	110	96,6693	23.04.15	66	62,917
25.04.15	16,9	780	100	96,1693	25.04.15	61	62,835
27.04.15	16,8	770	95	95,6693	27.04.15	62	62,753
29.04.15	16,7	770	83	95,1693	29.04.15	65	62,671
01.05.15	16,7	770	86	94,6693	01.05.15	61	62,589
При навантаженні $\xi = 2827,6 - 387,15 P_p + 12,63 P_p^2 + 0,27 I_p - 0,25 t$, де P_p, I_p – розрахункові, відповідали значенням 16,7 МВт і 770 А							
При неробочому ході $\xi = 63,45 - 0,041 t$							
09.04.15	16,9	780	150	146,2372	09.04.15	120	122,73
11.04.15	17,1	770	143	145,2172	11.04.15	123	122,65
13.04.15	17,4	770	145	144,1972	13.04.15	121	122,57
15.04.15	16,8	780	136	143,1772	15.04.15	127	122,49
17.04.15	17	800	143	142,1572	17.04.15	123	122,41
21.04.15	18,3	790	146	141,1372	21.04.15	120	122,33
23.04.15	17,2	775	143	140,1172	23.04.15	124	122,25
25.04.15	17,5	790	135	139,0972	25.04.15	125	122,17
27.04.15	17,5	780	143	138,0772	27.04.15	120	122,09
29.04.15	17	770	138	137,0572	29.04.15	122	122,01
01.05.15	17	775	135	136,0372	01.05.15	120	121,93
При навантаженні $\xi = -293,98 + 45,3 P_p - 1,17 P_p^2 + 0,01 I_p - 0,51 t$, де P_p, I_p – розрахункові, відповідали значенням 17,2 МВт і 770 А							
При неробочому ході $\xi = 38,15 - 6,15 t$							



Для знаходження складової вібрацій, знятих на опорах підшипників ротора, яка відповідає за технічний стан статора, проведено дослідження вібраційних процесів в ГГ методом моделювання "передісторії" експлуатації електричних машин [6, 7].

Так як вібрації реєструються при різних навантаженнях, то дослідження проводилися на основі побудови статистичних моделей, які мають загальний вигляд

$$\xi = f(t, P, i),$$

де ξ – параметр вібропроцесів, t – час, P – активна потужність, i – струм ротора.

Вигляд залежностей для ГГ Київської ГЕС визначався наявним об'ємом статистичної інформації.

Моделі побудовано для віброхарактеристик ГГ при неробочому ході в залежності від часу, а також в залежності від часу, струму ротора і для різних активних навантажень з урахуванням динаміки їхньої зміни в процесі експлуатації.

В Табл. 2 наведено узагальнені дані про вібропроцеси для 2 ГГ Київської ГЕС (№ 19, № 20) та побудовано статистичні моделі вібраційних процесів. Дані наведено для вібрацій, знятих з датчиків, які встановлено на кришках підшипника ГГ.

На Рис. 1 приведено, як приклад, статистичні дані, які знято з ГГ № 19 Київської ГЕС.

Статистичні моделі побудовано з застосуванням класичних методів математичної статистики із використанням комп'ютерного моделювання [9, 10].

В результаті проведено аналіз поведінки вібропроцесів при зміні режимів, при тривалій експлуатації.

Із Табл. 2 видно, що залежності для описання вібраційних процесів для різних гідрогенераторів відмінні. Тому узагальнення результатів в подальшому статистичні моделі треба будувати для всіх окремих ГГ різних ГЕС і на різних часових проміжках. Чим більше розглянуто енергоблоків ГЕС, побудовано для них статистичних моделей вібропроцесів, тим більша достовірність кореляції отриманих узагальнених положень і практичних результатів.

На основі даних по віброхарактеристикам, які отримано для двох гідрогенераторів для дискретних точок часу, струму ротора, активної потужності, побудовано багатофакторні регресійні залежності, графічні зображення яких представлені на Рис. 2, 3. Це дає можливість виявляти тенденції в поведінці віброхарактеристик і при інтегральному накопиченні дефектів, а також по-

будувати залежності в часі для довільної потужності, у т.ч. і для номінальної, яка може бути обрана в якості реперної для діагностування.

На Рис. 2, 3 криві 1, 2 – залежності, які побудовано за статистичними даними в часі віброзсувів в режимах навантаження і неробочого ходу, а криві 3, 4 – регресійні залежності в часі віброзсувів в режимах навантаження і неробочого ходу.

Нагадаємо, що дослідження, які проводилися як в попередніх роботах, так і в даній, показали, що для економічного діагностування можна ввести такий діагностичний параметр D , що характеризує наявність дефектів в статорі, який відповідає значенню критеріальної функції при певному стані ГГ

$$D = f(A_{xx}, A_{кр}, A_{нав}).$$

Дослідження поведінки віброхарактеристик гідрогенераторів дали можливість уточнити його до такого вигляду

$$D = \frac{A_{xx}}{A_{нав}} \left(\frac{2A_{кр} - A_{нав}}{A_{нав}} \right),$$

де A_{xx} – вертикальна складова амплітуди вібрації при неробочому ході (мкм); $A_{нав}$ – вертикальна складова амплітуди вібрації при навантаженні або неробочому ході (мкм); $A_{кр}$ – граничне значення амплітуди вібрації, вище якої експлуатація гідрогенератора не допускається.

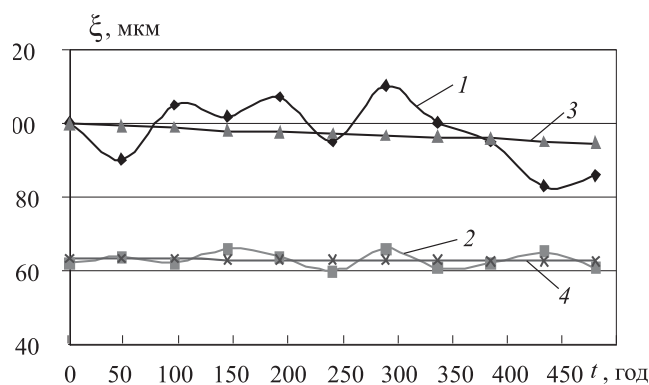


Рис. 2. Залежності в часі віброзсувів для ГГ № 19 Київської ГЕС

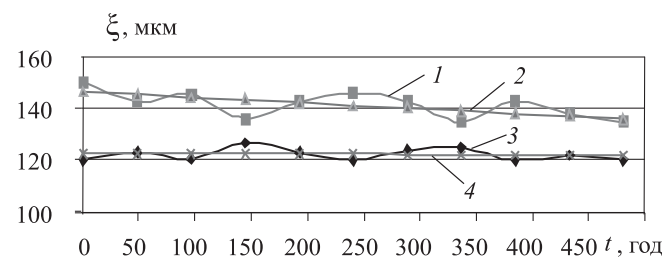


Рис. 3. Залежності в часі віброзсувів для ГГ № 20 Київської ГЕС



Значення $A_{кр}$ приймаємо, виходячи з вимог Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж для гідроагрегатів [11], які працюють при частоті 1 Гц і менш : 180 мкм; при 3 Гц : 150 мкм; при 6 Гц : 120 мкм; при 10 Гц : 80 мкм; при 16 Гц : 60 мкм; при 30 Гц і більш : 40 мкм.

Так, для розглянутих блоків, значення параметра D знаходилось в межах від 1,2 до 2,2 (для ГГ №20 Київської ГЕС) і близько 1 (для ГГ №19 Київської ГЕС), тобто можна говорити, що робота машин допускається без обмежень. $A_{кр}$ для цих гідрогенераторів приймалося 160 мкм.

Зниження значення параметра D нижче одиниці показує на процес накопичення дефектів в статорі ГГ, тобто діагностичний параметр змінюється в залежності від ступені накопичення дефектів.

Результати проведених досліджень показали, що і для ГГ можна сформулювати критерій граничного накопичення дефектів статора і знайти його сталі критерії. Але для цього потрібно уточнювати сталі критерію на основі більш інформативної і глибинної бази статистичних даних по вібраціях, режимах, дефектах, за великою вибіркою гідрогенераторів і тривалим часом експлуатації. Уточнений критерій граничного накопичення дефектів будується як з врахуванням середньостатистичних даних по окремому типу ГГ, так і для конкретного гідрогенератора зі специфікою його умов експлуатації. Знаходження уточненого критерію дозволить розробити і впровадити в експлуатацію досить просту і достовірну методику запобігання відмов і аварійних ситуацій з великим обсягом відновлювальних робіт.

Висновки.

Побудовано багатofакторні статистичні моделі вібраційних процесів для двох гідрогенераторів Київської ГЕС і проведено аналіз поведінки віброхарактеристик у часі. Так, для розглянутих гідрогенераторів значення діагностичного параметра D лежить в межах, коли можна говорити, що робота цих машин допускається без обмежень.

Уточнено введений діагностичний параметр, який при використанні дозволить побудувати критерій граничного накопичення дефектів та прогнозувати технічний стан гідрогенераторів за сукупністю накопичення дефектів і вчасно його зупинити, не допускаючи до суттєвих пошкоджень вузлів машини і аварійних ситуацій.

ЛІТЕРАТУРА

1. *Поташич С.І., Федоренко Г.М., Васьковський Ю.М., Саратов В.О.* Проблеми підвищення надійності потужних гідрогенераторів при нестабільності повітряного проміжку // Гідроенергетика України, – 2006, – №3. – С.6–10.
2. *Генераторы* и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические условия. ГОСТ 5616-89 (с изменением №1). Дата ввода в Украине 2004.01.01.
3. *Шульженко Н.Г., Метелев Л.Д., Ефремов Ю.Г., Цыбулько В.И.* Анализ и диагностирование вибрационного состояния мощных турбоагрегатов // Энергетика та електрифікація. – К, 2006. – № 11. – С. 30–38.
4. *Шумилов Ю.А., Демидюк Б.М., Штогрин А.В.* Вибродиагностика как составляющая мониторинга технического состояния силовых агрегатов // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2008. – Вип. 19. – С.76–80.
5. *Титко О.І., Мислович М.В., Ахременко В.Л., Зварич В.М., Остапчук Л.Б., Сисак Р.М., Титко В.О., Гижко Ю.І.* Створення методів і системи вібродіагностики та визначення залишкового ресурсу вузлів турбогенераторів ТЕС при їх роботі в базових режимах (проект 5.5.2) // Цільова комплексна програма НАН України "Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин": збірник наукових статей за результатами, отриманими в 2010–2012 рр. – К.: Ін-т електророзв'язування ім. Є.О. Патона НАН України, 2012. – С. 262 – 269.
6. *Титко В.О.* Статистичні моделі вібраційних процесів для діагностики турбо- і гідрогенераторів // Гідроенергетика України. – 2011. – № 3 – 4. – С. 43–45.
7. *Титко А.І., Ахременко В.Л., Титко В.А.* Оценка состояния статора турбогенератора по показаниям штатных вибродатчиков // Энергетика та електрифікація. – 2011. – № 1 (329). – С. 36–40.
8. Патент на корисну модель № 57079 України, МПК H02K 19/16. Спосіб безперервного контролю технічного стану статора генератора / Титко О.І., Ахременко В.Л., Титко В.О. – №200101675; заявл. 15.07.2010; опубл. 10.02.2011. – Бюл. № 3.
9. *Кремер Н.Ш.* Теория вероятностей и математическая статистика. – М: Юнити-Дана, 2002. – 543 с.
10. *Руденко В.М.* Математична статистика. – К.: Центр учбової літератури, 2012, – 304 с.
11. *Техническая эксплуатация электрических станций и сетей.* Правила. – К.: Объединение энергетических предприятий "Отраслевой резервно-инвестиционный фонд развития энергетики", 2003. – 630 с. – (Нормативный документ Минтопливэнерго Украины).

