

О. О. Ключников, Г. М. Федоренко, О. В. Виговський

Інститут проблем безпеки АЕС НАН України, Київ

ПРОГНОЗУВАННЯ ТЕРМОДЕФЕКТІВ В ОБМОТЦІ ТА ОСЕРДІ СТАТОРА ПОТУЖНИХ ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ БЛОКІВ АЕС ТА ЇХНЯ ЛОКАЛІЗАЦІЯ ЗА ДОПОМОГОЮ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ МЕТОДІВ І ЗАСОБІВ

Наведено показники пошкоджуваності турбогенераторів енергоблоків АЕС України за 2006 - 2010 рр. та коефіцієнт готовності турбогенераторів типу ТВВ-1000-2 енергоблоків АЕС України в 2003 - 2010 рр. Обґрунтована необхідність виявлення осередків локальних перегрівів у вузлах і елементах турбогенераторів. Розроблено інтелектуальну методику, алгоритми та програму для виконання на ЕОМ розрахунку тривимірного температурного поля спільно осердя та обмотки статора дво полюсного турбогенератора потужністю 1000 МВт для визначення локальних перегрівів. Проведено численні обчислювальні експерименти по визначенню локальних перегрівів в обмотці та осерді статора турбогенератора при наявності термодфектів. Розроблено рекомендації щодо підвищення безпеки, надійності та ефективності експлуатації турбогенераторів типу ТВВ-1000-2 блоків АЕС.

Ключові слова: турбогенератор, обмотка, осердя статора, стрижень, термодфект, перегрів, локалізація.

Турбогенератори типу ТВВ-1000-2 були [1, 2] і залишаються найбільш ненадійними на АЕС України, незважаючи на проведені АТ «Електросила» [3, 5] та фірмою «Alstom» модернізації обмоток статора на Південно-Українській, Хмельницькій та Рівненській АЕС.

Так, наприклад, 30 березня 2010 р. відбулася вимушена зупинка енергоблока № 2 Хмельницької АЕС унаслідок пробою корпусної ізоляції фази «В» верхнього стрижня обмотки статора турбогенератора типу ТВВ-1000-2МУ3 (базова конструкція типу ТВВ-1000-2У3 виробництва АТ «Електросила», модернізована фірмою «Alstom»). У результаті було замінено стрижень. Недовиробіток електроенергії за час вимушеного простою енергоблока становив 949,332 млн кВт-год. На підставі аналізу матеріалів розслідування даного порушення Держінспекція з експлуатації електричних станцій і мереж України вважає, що при відомих конструктивних недоліках турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 виконані на даний час затратні заходи з їхньої модернізації та ремонту не забезпечили їхньої надійної експлуатації. Роботи проводились без належного аналізу реалізованих технічних рішень з підвищення надійності та якості виконання ремонтів в умовах майданчиків українських АЕС. Зайвим підтвердженням тому є дане технологічне порушення. Серед супутніх факторів порушення Держінспекція вважає: відсутність в «Техническом описании и инструкции по эксплуатации статора турбогенератора ТВВ-1000-2МУ3» норм з оцінки допустимих меж вібрації лобових частин; не проведення аеродинамічного розрахунку проявів турбулентності потоків водню; фірма «Alstom» на 8 квітня 2010 р. не надала проектну документацію з модернізації статора по технології Alstom, проведеної в 2004 р., та проектну документацію з аварійно-відновлювального ремонту статора в 2008 р. Подію було класифіковано як важливу для безпеки АЕС, оскільки вона призвела до зниження проектного ресурсу основного обладнання блока на один цикл навантаження.

У табл. 1 наведено показники пошкоджуваності турбогенераторів енергоблоків АЕС України в 2006 - 2010 рр. Питома пошкоджуваність турбогенераторів типу ТВВ-1000-2 за п'ять років (2006 - 2010) становила 0,36 ушкодження на генераторо-рік експлуатації, що в 4,8 разів більше, ніж аналогічний показник турбогенераторів у чотиріполюсному виконанні типу ТВВ-1000-4У3 (0,075), і в 7,2 більше, ніж у турбогенераторів потужністю 220 МВт енергоблоків № 1 і № 2 Рівненської АЕС типу ТВВ-220-2У3 (0,05). За цей час недовиробіток електроенергії через вимушені зупинки енергоблоків, причиною яких були відмови турбогенераторів ТВВ-1000-2, становив 6109,78 млн кВт-год. Таким чином, втрати тільки через недовиробіток електроенергії внаслідок недостатньої надійності турбогенераторів типу

© О. О. Ключников, Г. М. Федоренко, О. В. Виговський, 2011

ТВВ-1000-2 за останні п'ять років перевищили 170 млн US\$ (при собівартості 1 кВт-год в 2,8 US\$). І це без урахування витрат на проведення ремонтних робіт, матеріалів і запасних частин.

Таблиця 1. Показники пошкодзованості турбогенераторів енергоблоків АЕС України у 2006 - 2010 рр.

Тип турбогенератора	ТВВ-220-2У3	ТВВ-1000-4	ТВВ-1000-2
2006 р.			
Кількість на АЕС України	4	8	5
Кількість ушкоджень	0	1	2
Недовиробіток електроенергії, млн кВт-год	0	12,5	2481,53
2007 р.			
Кількість на АЕС України	4	8	5
Кількість ушкоджень	1	1	3
Недовиробіток електроенергії, млн кВт-год	7,7	11,7	352,396
2008 р.			
Кількість на АЕС України	4	8	5
Кількість ушкоджень	0	0	2
Недовиробіток електроенергії, млн кВт-год	0	0	2301,42
2009 р.			
Кількість на АЕС України	4	8	5
Кількість ушкоджень	0	1	0
Недовиробіток електроенергії, млн кВт-год	0	19,53	0
2010 р.			
Кількість на АЕС України	4	8	5
Кількість ушкоджень	0	0	2
Недовиробіток електроенергії, млн кВт-год	0	0	974,43
Разом за п'ять років (2006 - 2010)			
Кількість ушкоджень	1	3	9
Недовиробіток електроенергії, млн кВт-год	7,7	43,73	6109,78
Питома пошкодзованість, од. на генераторо-рік експлуатації	0,05	0,075	0,36

У табл. 2 наведено коефіцієнт готовності турбогенераторів типу ТВВ-1000-2 енергоблоків АЕС України в 2003 - 2010 рр. з урахуванням тривалості планових простоїв енергоблока (планово-попереджувальні ремонти, обслуговування тощо), розрахований за даними НАЕК «Енергоатом» [13].

Відповідно до ДСТУ ГОСТ 533-2000 коефіцієнт готовності турбогенераторів потужністю понад 350 МВт повинен становити не менше 0,995. Як видно з табл. 2, коефіцієнт готовності тільки двох генераторів типу ТВВ-1000-2 за останні вісім років відповідає цьому критерію, а значення середнього по НАЕК коефіцієнта готовності зазначених турбогенераторів значно нижче.

Отже, низька надійність турбогенераторів типу ТВВ-1000-2 є суттєвим чинником, що впливає на безпеку енергоблоків АЕС України. Особливого значення питання забезпечення необхідного рівня надійності генераторів набуває у зв'язку з планами щодо добудови до 2016 р. енергоблоків № 3 і № 4 Хмельницької АЕС [3], у складі яких запроєктовані саме такі генератори. Хоча аварії, обумовлені локальними перегрівками, виникають відносно рідко, але за своїми наслідками ці аварії є найбільш важкими [9]. Тому одним із важливих напрямків контролю та діагностики турбогенераторів ТЕС і АЕС є виявлення осередків локальних перегрівів.

У турбогенераторах типу ТВВ-1000-2У3 для технологічного контролю нагріву активних вузлів і елементів та охолоджуючих агентів в якості штатних датчиків використовуються термометри опору. Варто завжди враховувати, що фактична температура міді обмоток і осердя статора турбогенератора в окремих зонах значно вище тієї, що фіксується при існую-

Таблиця 2. Коефіцієнт готовності турбогенераторів типу ТВВ-1000-2 енергоблоків АЕС України у 2003 - 2010 рр.

Енерго-блок	Коефіцієнт готовності, відн. од.								Середній за вісім років коефіцієнт готовності, відн. од.
	2003 р.	2004 р.	2005 р.	2006 р.	2007 р.	2008 р.	2009 р.	2010 р.	
РАЕС-3	1,0	0,991	0,985	1,0	0,994	1,0	1,0	1,0	0,996
ХАЕС-1	0,998	0,991	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,998
ЮУАЕС-3	0,955	1,0	1,0	0,636	0,954	0,95	1,0	0,997	0,937
РАЕС-4*	–	1,0	0,933	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,989
ХАЕС-2*	–	1,0	1,0	1,0	1,0	0,665	1,0	0,863	0,933
Середній по НАЕК	0,984	0,996	0,984	0,927	0,989	0,923	1,0	0,972	0,971

- * Енергоблок № 4 РАЕС 10.10.04 – 06.04.06 – етап освоєння потужності;
з 06.04.06 – комерційна експлуатація.
Енергоблок № 2 ХАЕС 07.08.04 – 15.12.05 – етап освоєння потужності;
з 15.12.05 – комерційна експлуатація.

чих методах вимірювання. Термометри опору закладаються в обмеженій кількості місць і не можуть безпосередньо контролювати температуру в найбільш нагрітих місцях, тим більше що розташування локальних перегрівів змінюється зі зміною режимів роботи генератора. Тому при безпосередньому охолодженні обмотки статора основним показником її нагрівання є температура вихідного дистилату або газу, проте їхня температура на виході із обмотки близька до середньої, а не до максимальної на шляху потоку. Використання традиційних датчиків перегріву (термометрів опору та ін.) неефективно для виявлення локальних перегрівів, тому що останні можуть виникати в самих різноманітних зонах генератора. Комплексне використання даних показань штатних вимірювальних датчиків та адекватних математичних моделей дає можливість з достатньою для практики точністю вирішувати проблему визначення локальних перегрівів в активних вузлах і елементах турбогенераторів та всіх інших електричних машин.

Для вирішення такої проблеми було поставлено і розв'язано польову задачу спільного розрахунку тривимірного температурного поля для сектора повної довжини осердя і обмотки статора потужного турбогенератора типу ТВВ-1000-2У3 з водяним охолодженням провідників стрижнів. Розрахункова схема обрана для двох повних зубцевих (пазових) ділень статора у вигляді сектора осердя статора та двох витків обмотки статора, верхній і нижній стрижні яких знаходяться в одному пазу. Розрахункову схему показано на рисунку.

З урахуванням припущень [2, 4, 9] опис температурного поля виконано за допомогою системи диференціальних рівнянь теплопровідності, рівнянь підігріву холодоагенту, початкових і граничних умов I - IV роду:

$$c(\theta, l)\rho(\theta, l)\frac{\partial\theta}{\partial t} = \operatorname{div}(\lambda(\theta, l) \cdot \operatorname{grad}\theta) + q_v(\theta, l); \quad (1)$$

$$\frac{c_{xi}(\theta_x, l)\rho_{xi}(\theta_x, l)}{\alpha_{xi}(\theta_x, l) \cdot b_i} \left[F_i \frac{\partial \theta_x}{\partial l} \right] + \theta_x = \theta. \quad (2)$$

Рівняння теплопровідності для описання температурного поля у вузлах і елементах, що мають форму паралелепіпеда, у декартових координатах мають вигляд

$$\begin{aligned} c(\theta, x, y, z)\rho(\theta, x, y, z)\frac{\partial \theta}{\partial t} = \\ = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda(\theta, x) \frac{\partial \theta}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda(\theta, y) \frac{\partial \theta}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda(\theta, z) \frac{\partial \theta}{\partial z} \right) + q_v(\theta, x, y, z). \end{aligned} \quad (3)$$

Рівняння теплопровідності для описання температурного поля у вузлах і елементах, що мають циліндричну форму, у циліндричних координатах мають вигляд

$$\begin{aligned} c(\theta, r, \varphi, z)\rho(\theta, r, \varphi, z)\frac{\partial \theta}{\partial t} = \\ = \lambda_r(\theta, r) \left(\frac{\partial^2 \theta}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \theta}{\partial r} \right) + \lambda_\varphi(\theta, \varphi) \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 \theta}{\partial \varphi^2} + \lambda_z(\theta, z) \frac{\partial^2 \theta}{\partial z^2} + q_v(\theta, r, \varphi, z). \end{aligned} \quad (4)$$

У сталому (стаціонарному) режимі $\frac{\partial \theta}{\partial t} = 0$, і тоді рівняння (3) і (4) перетворюються у відповідні еліптичні рівняння виду

$$\lambda_x(\theta, x, y, z) \frac{\partial^2 \theta}{\partial x^2} + \lambda_y(\theta, x, y, z) \frac{\partial^2 \theta}{\partial y^2} + \lambda_z(\theta, x, y, z) \frac{\partial^2 \theta}{\partial z^2} + q_v(\theta, x, y, z) = 0, \quad (5)$$

$$\lambda_r(\theta, r) \left(\frac{\partial^2 \theta}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \theta}{\partial r} \right) + \lambda_\varphi(\theta, \varphi) \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 \theta}{\partial \varphi^2} + \lambda_z(\theta, z) \frac{\partial^2 \theta}{\partial z^2} + q_v(\theta, r, \varphi, z) = 0, \quad (6)$$

де θ – температура в області аналізу; Q_i – витрата холодоагенту у відповідному i -му каналі; F_i , b_i – площа поперечного перерізу і ширина i -го охолоджуючого каналу; l – відповідна просторова координата; α_{xi} , c_{xi} – коефіцієнт тепловіддачі і питомої теплоємності холодоагенту відповідно; c , ρ , λ – питома теплоємність, щільність і коефіцієнт теплопровідності області аналізу.

Граничні умови запишемо у вигляді

$$\theta_{xi} = \pm \frac{\lambda_M}{\alpha_{xi}} \frac{\partial \theta}{\partial l_i} \quad \text{– для охолоджуючих каналів порожнистих провідників;}$$

$$\theta_{xi} = \pm \frac{\lambda_3}{\alpha_{xi}} \frac{\partial \theta}{\partial l_i} \quad \text{– для зовнішніх теплообмінних поверхонь обмотки статора, її лобових}$$

частин та пакетів осердя статора;

$$\pm \lambda_i \frac{\partial \theta_i}{\partial n}(\xi - 0) = \Lambda_k [\theta_i(\xi + 0) - \theta_j(\xi - 0)],$$

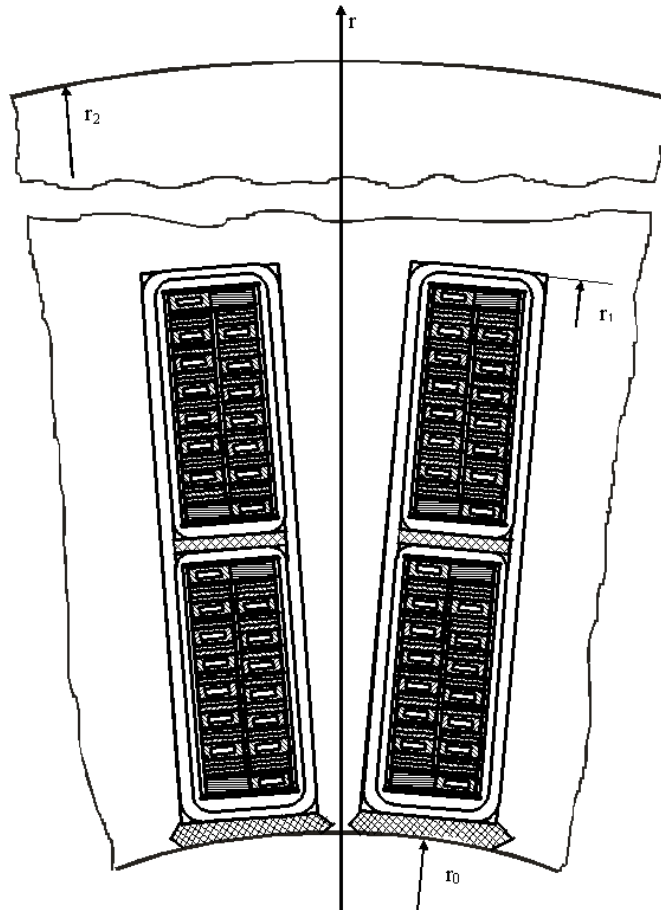
$$\Lambda_k [\theta_i(\xi + 0) - \theta_j(\xi - 0)] = \pm \lambda_j \frac{\partial \theta_j}{\partial n}(\xi + 0) \quad \text{– на межі дотичних поверхонь елементів об-}$$

мотки.

У загальному вигляді задача є нелінійною, і її вирішення здійснюється економічними кінцево-різницевиими методами в тривимірній (просторовій) постановці. Кінцево-різницева апроксимація задачі виконана за допомогою інтегро-інтерполяційного методу. Передбачається, що розглянута крайова задача є коректною, тобто вона має рішення і тільки одне, яке безперервно залежить від вхідних даних.

При використанні описаних математичних моделей та методики [2, 4], розроблено програму для виконання на ЕОМ (ПЕОМ) розрахунку тривимірного температурного поля

спільно осердя та обмотки статора турбогенератора типу ТВВ-1000-2УЗ для визначення локальних перегрівів. Розроблена програма дає змогу розглядати різноманітні режими теплового стану турбогенераторів типу ТВВ-1000-2УЗ та ТВВ-1000-2МУЗ з урахуванням при цьому підігріву води по довжині стрижня обмотки, залежності теплофізичних параметрів (теплоємність, щільність, коефіцієнт теплопровідності) міді і холодоагентів від температури [9], залежності втрат в міді від температури, часткової закупорки або припинення циркуляції води в одному або декількох порожнистих провідниках. Передбачено моделювання термометрів опору, що знаходяться в пазах. Як відомо, термометри опору для контролю теплового стану верхнього стрижня обмотки статора турбогенератора типу ТВВ-1000-2УЗ розташовані в пазу під клином, нижнього стрижня обмотки статора – на його боковій поверхні, а осердя статора – на дні пазів.



Розрахункова схема турбогенератора типу ТВВ-1000-2УЗ.

В якості тестового розрахунку було проведено порівняння розрахункових та експериментальних даних турбогенератора (ст. № 5) Рівненської АЕС. Експериментальні випробування зазначеного турбогенератора були виконані в 2003 р.

Для розрахунку були задані такі значення показань експериментального режиму: активна потужність $P = 950,0$ МВт, $\cos \varphi = 0,994$, напруга $U = 24,2$ кВ, струм обмотки статора $I_A = 22,5$ кА, $I_B = 22,5$ кА, $I_C = 21,8$ кА, середнє значення – $I_{CP} = 22,3$ кА, частота $f = 50,0$ Гц, втрати в стрижнях обмотки статора описуються у спосіб, наведений у [8] (коефіцієнти додаткових втрат: для верхнього стрижня $k_{pV} = 2,255$, для нижнього $k_{pN} = 1,1373$); втрати в пакетах осердя статора, описуються у спосіб, викладений у [4, 10], середня температура холодного дистилату $38,0$ °С, середня температура гарячого дистилату $52,5$ °С, середня температура холодного газу (водню) $25,5$ °С, середня температура гарячого газу (водню) $41,9$ °С, тиск водню $p = 5$ кПа, чистота водню $99,40$ %. Задані коефіцієнти тепловіддачі α : у порожнистих каналах провідників стрижнів обмотки статора 15640 Вт/(м²К).

Експериментальні значення температури і підігріву гарячого дистилляту становлять 52,5 і 14,5 °С, а розрахункові – 53,0 і 15,0 °С; вони відрізняються між собою на 0,95 і 3,4 % відповідно. При безпосередньому рідинному охолодженні температура порожнистих мідних провідників незначно відрізняється від температури охолоджуючої води. Так, у перерізі на виході з нижнього стрижня максимальна температура гарячої води 50,3 °С, а температура порожнистих мідних провідників знаходиться в інтервалі 50,8 - 50,9 °С. За даними АСКР (Автоматизована система контролю) значення температур по термометрах опору, що розташовані в пазу на бічній поверхні нижнього стрижня, знаходяться в інтервалі 34,0 - 48,0 °С. Розрахункове значення показань відповідного термометра 42,9 °С. Для верхніх стрижнів експериментальні значення показань термометрів опору, що розташовані під клином, знаходяться в інтервалі 40,6 - 48,7 °С, а розрахункове – 47,2 °С. Експериментальні значення показань температури термометрів опору № 89 - 92, що контролюють температуру осердя зі сторони турбіни становлять 56,0, 54,7, 58,2 і 54,1 °С відповідно, їхнє середнє значення 55,75 °С. Розрахункове значення 55,82 °С. Враховуючи похибку вимірів, можна стверджувати, що дані розрахунку й експерименту практично збігаються (відрізняються менш ніж на 5 %). Це свідчить про достовірність використаних математичних моделей, розроблених алгоритмів і програми, про достовірність заданих основних і додаткових втрат і теплофізичних параметрів.

За допомогою розробленої програми проведено численні розрахунки теплового стану обмотки та осердя статора турбогенератора типу ТВВ-1000-2У3. Так, при нормальній роботі системи охолодження при активному навантаженні 950 МВт та $\cos \varphi = 0,994$ максимальні температури: у міді верхнього стрижня $\theta_{\text{мв}} = 66,8$ °С, в ізоляції верхнього стрижня $\theta_{\text{ів}} = 60,9$ °С, у міді нижнього стрижня $\theta_{\text{мн}} = 56,5$ °С, в ізоляції нижнього стрижня $\theta_{\text{ін}} = 56,4$ °С, у пакетах сталі осердя біля дна пазів $\theta_{\text{Fe}} = 66,2$ °С. Показання термометрів опору: під клином $\theta_{\text{ТО1}} = 47,3$ °С, на дні паза $\theta_{\text{ТО2}} = 55,8$ °С. Згідно з державними стандартами [11], технічними умовами та інструкціями по експлуатації потужних турбогенераторів з безпосереднім водяним охолодженням обмотки статора, гранично припустимими значеннями температур, зареєстрованими термометрами опору в паза під клином, є 75 °С, гранично припустимими температурами для активної сталі осердя статора турбогенераторів (з ізоляцією класу В), що вимірюється закладеними термометрами опору, є 120 °С, гранично припустимими температурами для обмотки статора (з ізоляцією класу В) є 120 °С. Отже, як видно із наведеного, існує значний запас по нагріву в обмотці та осерді статора.

У питомій вартості відмови, пов'язані з порушенням циркуляції води в стрижнях обмотки статора, поступають лише відмовам, першопричиною яких є розпушування крайніх пакетів статора [9]. У ряді випадків дефект припинення циркуляції води в обмотці виявляється лише тоді, коли процес руйнування ізоляції досягає останньої стадії свого розвитку - відбувається пробій корпусної ізоляції. В якості термодефектів в обмотці та осерді статора розглянемо повну закупорку декількох порожнистих провідників обмотки статора та підвищені тепловиділення q_i в пакетах сталі осердя біля дна пазів, які можуть бути обумовлені виникненням гальванічних замикань листів сталі між собою. Розрахунки впливу термодефектів проведені для навантаження $P = 950$ МВт.

Результати розрахунків впливу наявності термодефекту в одному пакеті біля дна паза статора на максимальні температури та показання термометрів опору при відсутності закупорки порожнистих провідників обмотки статора наведено в табл. 3. Тут і далі: k_{p1} – коефіцієнт підвищення втрат у пакетах сталі осердя біля дна паза, $k_{p1} = q_i / q_{\text{НОМ}}$, $q_{\text{НОМ}}$ - тепловиділення в пакетах сталі осердя біля дна паза при відсутності термодефектів; $\theta_{\text{мв}}$, $\theta_{\text{ів}}$, $\theta_{\text{мн}}$, $\theta_{\text{ін}}$ та θ_{Fe} – максимальні температури в міді й ізоляції верхнього та нижнього стрижнів обмотки та пакетах сталі осердя біля дна пазів; $\theta_{\text{ТО1}}$, $\theta_{\text{ТО2}}$ – показання термометрів опору під клином та на дні паза відповідно.

Аналізуючи наведені в табл. 3 результати, можна зазначити, що спостерігається значне відставання показань термометра опору $\theta_{\text{ТО2}}$ від температури сталі. При $k_{p1} = 5,0$, $\theta_{\text{Fe}} = 124,7$ °С маємо $\theta_{\text{ТО2}} = 69,4$ °С, а при $k_{p1} = 6,0$, $\theta_{\text{Fe}} = 139,4$ °С, а $\theta_{\text{ТО2}} = 72,9$ °С. Тобто при наявності термодфектів в одному пакеті біля дна паза сталі осердя статора і підвищенні температури осердя статора до рівня неприпустимих температур ($\theta_{\text{Fe}} \geq 130$ °С) показання термометра опору на дні паза залишається в припустимому інтервалі (≤ 120 °С). Локальні перегріву в пакеті осердя статора спостерігаються в місцях підвищення втрат біля дна паза, максимальні температури в стрижнях обмотки статора спостерігаються в лобових частинах в перетині виходу дистилляту з обмотки.

Таблиця 3. Вплив наявності термодфекту в одному пакеті біля дна паза статора на максимальні температури та показання термометрів опору при відсутності закупорки порожнистих провідників обмотки статора

Коефіцієнт підвищення втрат k_{p1} , відн. од.	Максимальні температури у вузлах та елементах, °С						
	$\theta_{\text{МВ}}$	$\theta_{\text{ІВ}}$	$\theta_{\text{ТО1}}$	$\theta_{\text{МН}}$	$\theta_{\text{ІН}}$	θ_{Fe}	$\theta_{\text{ТО2}}$
1,0	66,8	60,9	47,3	56,5	56,4	66,2	55,8
2,0	67,35	65,33	51,03	57,27	59,76	80,88	59,22
3,0	67,9	69,66	54,77	58,05	63,03	95,47	62,56
4,0	68,33	74,1	58,58	58,83	66,38	110,14	65,99
5,0	68,88	78,53	62,32	60,21	69,74	124,73	69,42
6,0	69,32	83,45	66,05	62,29	73,35	139,41	72,92

Результати розрахунку впливу термодфектів сталі осердя в чотирьох пакетах біля дна паза на максимальні температури та показання термометрів опору при відсутності закупорки порожнистих провідників обмотки статора наведено в табл. 4.

Таблиця 4. Вплив наявності термодфектів сталі осердя в чотирьох пакетах біля дна паза на максимальні температури та показання термометрів опору при відсутності закупорки порожнистих провідників обмотки статора

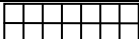
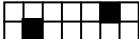

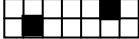

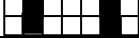
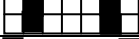
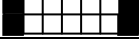
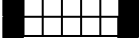
Коефіцієнт підвищення втрат k_{p1} , відн. од.	Максимальні температури у вузлах та елементах, °С						
	$\theta_{\text{МВ}}$	$\theta_{\text{ІВ}}$	$\theta_{\text{ТО1}}$	$\theta_{\text{МН}}$	$\theta_{\text{ІН}}$	θ_{Fe}	$\theta_{\text{ТО2}}$
1,0	66,8	60,9	47,3	56,5	56,4	66,2	55,8
1,5	67,12	63,11	49,17	56,93	60,68	73,59	60,48
2,0	67,35	65,33	51,04	57,23	64,96	80,88	65,16
2,5	67,57	67,45	52,91	57,71	69,24	88,17	69,83
3,0	67,9	69,66	54,77	58,05	73,52	95,47	74,51
3,5	68,12	71,86	56,71	58,48	77,8	102,85	79,19
4,0	68,33	74,1	58,58	58,83	82,08	110,15	83,95
4,8	68,78	77,67	61,57	59,78	88,88	121,87	91,38
5,0	68,88	78,54	62,32	60,21	90,64	124,73	93,31
5,5	69,1	80,94	64,19	61,25	95,09	132,12	98,07

Як впливає із наведених в табл. 4 результатів, при підвищенні місцевих втрат в декількох пакетах сталі осердя біля дна пазів до рівня $k_{p1} = 5,5$ відставання показань термометра опору $\theta_{\text{ТО2}}$ від температури сталі є значно меншим. При $k_{p1} = 5,0$, $\theta_{\text{Fe}} = 124,7$ °С маємо $\theta_{\text{ТО2}} = 93,2$ °С, а при $k_{p1} = 5,5$, $\theta_{\text{Fe}} = 132,4$ °С маємо $\theta_{\text{ТО2}} = 98,2$ °С, але, при перевищенні максимально допустимої температури в осерді статора, показання відповідного термометра опору

ру, все одно, знаходяться в допустимих межах (≤ 120 °С). Також слід зауважити, що підвищення місцевих втрат у пакетах сталі осердя біля дна пазів приводить до зростання максимальних температур у стрижнях обмоток та їхній ізоляції і при виникненні підвищених місцевих втрат у декількох пакетах сталі цей вплив більш істотний.

У табл. 5 наведено результати розрахунку впливу термодфектів в обмотці (повна закупорка охолоджуючих каналів пустотілих провідників) та осердя статора (при їхній одночасній наявності) на максимальні температури та показання термометрів опору.

Таблиця 5. Вплив наявності термодфектів в обмотці та сталі осердя статора в чотирьох пакетах біля дна паза на максимальні температури та показання термометрів опору

Модель закупорки обмотки	Коефіцієнт підвищення втрат k_{p1} , відн. од.	Максимальні температури у вузлах та елементах, °С						
		$\theta_{мв}$	$\theta_{ів}$	$\theta_{ТО1}$	$\theta_{мн}$	$\theta_{ін}$	θ_{Fe}	$\theta_{ТО2}$
	1,0	66,8	60,9	47,3	56,5	56,4	66,2	55,8
	1,5	82,5	72,35	54,16	66,27	63,84	73,61	62,05
	2,0	82,83	73,02	56,05	66,78	67,57	80,9	66,85
	2,5	83,03	74,6	57,9	67,57	71,91	88,18	71,48
	2,5	107,15	93,85	65,7	80,85	78,45	88,18	73,77
	4,7	111,56	100,12	75,63	86,84	95,2	120,42	94,92
	5,0	114,43	101,4	76,96	87,63	97,52	124,72	97,81
	2,0	147,56	128,38	77,1	103,17	99,09	80,9	72,76
	2,5	148,63	129,3	79,27	105,2	101,24	88,18	77,67

Як впливає з табл. 5, темп та рівень відставання температури термометра опору $\theta_{ТО2}$ від температури сталі зберігається близьким до значень, наведених у табл. 4. Так, наприклад, при $k_{p1} = 5,0$ і $\theta_{Fe} = 124,7$ °С маємо $\theta_{ТО2} = 97,8$ °С, $\theta_{ів} = 114,4$ °С, $\theta_{ТО1} = 77,0$ °С.

Проведені розрахунки (табл. 3 – 5) показують, що при наявності локальних перегрівів в осерді статора ($\theta_{Fe} \geq 130$ °С) показання термометра опору на дні паза знаходяться в інтервалі 110 – 120 °С, тобто в допустимих межах.

Також на думку авторів, з метою підвищення надійності, ефективності та безпеки експлуатації турбогенераторів типу ТВВ-1000-2 блоків АЕС, підвищення їхніх коефіцієнтів готовності та використання встановленої потужності, слід приділяти увагу розробці методів та засобів підвищення теплотехнічної надійності, тобто властивості турбогенератора зберігати протягом заданого часу нормальний тепловідвід від активної зони в стаціонарному режимі роботи в умовах випадкових відхилень параметрів активної зони від номінальних значень.

Висновки та рекомендації

1. Турбогенератори типу ТВВ-1000-2 на сьогодні залишаються найбільш ненадійними на енергоблоках АЕС України. Питома пошкоджуваність турбогенераторів типу ТВВ-1000-2 за п'ять років (2006 - 2010) становила 0,36 ушкодження на генераторо-рік експлуатації, що в 4,8 разів більше, ніж аналогічний показник турбогенераторів у чотириполосному виконанні типу ТВВ-1000-4У3 (0,075), і в 7,2 більше, ніж у турбогенераторів потужністю 220 МВт енергоблоків № 1 і № 2 Рівненської АЕС типу ТВВ-220-2У3 (0,05). За цей час недовиробіток електроенергії через вимушені зупинки енергоблоків, причиною яких були відмови турбогенераторів ТВВ-1000-2, становив 6109,78 млн кВт-год. Втрати тільки через недовиробіток електроенергії внаслідок недостатньої надійності турбогенераторів типу ТВВ-1000-2 за останні п'ять років становили більш 170 млн US\$ (при собівартості 1 кВт-год в 2,8 US\$). І це без урахування витрат на проведення ремонтних робіт, матеріалів і запасних частин.

2. Питання забезпечення необхідного рівня безпеки, надійності та ефективності експлуатації блоків АЕС набуває підвищеної актуальності в зв'язку з планами щодо добудови до 2016 р. енергоблоків № 3 і № 4 Хмельницької АЕС, у складі яких запроєктовані саме такі турбогенератори. Турбогенератори типу ТВВ-1000-4У3 (у чотириполюсному виконанні) блоків українських АЕС, а також відповідні турбогенератори АЕС Франції показали себе більш надійними, ніж турбогенератори двополюсного виконання, тому турбогенератори чотириполюсного виконання мають бути розглянуті як альтернативні та перспективні для енергоблоків № 3 і № 4 Хмельницької АЕС.

3. Термодефекти в турбогенераторах блоків АЕС, їхня величина та локалізація є функціями параметрів режимів експлуатації та системи охолодження, тому традиційне використання датчиків перегріву (термометрів опору та ін.) штатної системи теплового контролю неефективне для виявлення локальних перегрівів. Комплексне використання даних показань штатних вимірювальних датчиків та адекватних математичних моделей дає можливість з достатньою для практики точністю вирішувати проблему визначення міграції максимальних температур активних вузлів та елементів турбогенераторів блоків АЕС.

Розроблена методика та програма дає змогу вирішувати проблему визначення локальних перегрівів в обмотці та осерді статора турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 блоків АЕС. Розрахункові дані відрізняються від експериментальних не більш ніж на 5 %.

Проведені розрахунки для турбогенератора типу ТВВ-1000-2У3 показують, що при наявності термодефектів у сталі осердя та обмотці статора, допустимих показаннях термометра опору на дні паза $\leq (110,0 - 120) ^\circ\text{C}$, при цьому локальні перегріви в сталі осердя статора уже можуть досягати недопустимої температури ($\theta_{Fe} \geq 130 ^\circ\text{C}$).

4. Проблему виявлення локальних термодефектів в активній зоні турбогенераторів доцільно вирішувати шляхом впровадження запропонованих інтелектуальних систем контролю та діагностики на основі комплексного використання даних показань штатних вимірювальних датчиків, замірів температури в легкодоступних точках вузлів і елементів турбогенератора, адекватних математичних моделей і розрахункових схем, відповідних методик та комплексу алгоритмів. Такі системи в процесі впровадження повинні проходити верифікацію та кастомізацію залежно від індивідуальних особливостей кожного конкретного турбогенератора.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Підвищення надійності, навантажувальної здатності турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 українських АЕС та доведення техніко-економічних показників їх експлуатації до вимог документу EUR: (Заключ. звіт про НДР) / ШІБ АЕС НАН України, № ДР 0209U001218. - К., 2008.
2. Кенсицький О.Г., Ключников А.А., Федоренко Г.М. Безопасность, надежность и эффективность эксплуатации электротехнического и электроэнергетического оборудования блоков АЭС: монография. – Чернобыль: Ин-т проблем безопасности АЭС, 2009. – 240 с.
3. Васильев В.С., Йогансен В.И. Модернизация турбогенераторов – опыт и перспективы // Электросила. - 2004. - № 43. - С. 18 -24.
4. Виговський О.В. Чисельне моделювання теплових процесів у основних елементах обмотки і осердя статора потужного турбогенератора АЕС // Праці Інституту електродинаміки НАН України: Зб. наук. праць. – 2009. – Вип. 24. – С. 132 – 137.
5. Йогансен В.И., Пинчук Н.Д., Пиаров В.И. Мероприятия по повышению надежности работы двухполюсных турбогенераторов мощностью 800 МВт и 1000 МВт, установленных на тепловых и атомных электростанциях // Сб. докл. техн. семинара «Совершенствование организации эксплуатации и повышение надежности турбогенераторов». – М.: 2005. – С.40 – 46.
6. Міністерство палива та енергетики України. НЕК «Укренерго». Офіційний сайт [Електронний ресурс]. <http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo>
7. Справочник по ремонту турбогенераторов / Под ред. проф. Х. А. Бекова, проф. В. В. Барило. – М.: ИПКгосслужбы, ВИПКэнерго, 2006. – 724с.
8. Кенсицький О.Г., Виговський О.В. Оцінка і аналіз додаткових втрат в стрижнях обмотки статора потужної електричної машини // Гідроенергетика України. – 2010. - № 2. – С. 18 - 21.

9. Федоренко Г.М., Виговський О.В., Хвалин Д.И., Красуцкий И.В. Методика расчета и модель теплового состояния стержня обмотки статора с непосредственным охлаждением проводников обмотки статора // Проблемы безопасности атомных электростанций и Чернобиля. – 2008. – Вип. 10. – С. 40 – 51.
10. Виговський О.В. Визначення розподілу втрат і нагрівання пакетів осердя статора турбогенератора типу ТВВ-1000-2У3 атомних електростанцій // Праці Інституту електродинаміки НАН України: Зб. наук. праць. — 2010. – Вип. 25. - С. 42 - 46.
11. *Машины* электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия. – ДСТУ ГОСТ 533-2000.
12. *Challenges to test in factory a turbogenerator for an EPR NPP project* / P. Coulon, M. Lichtenberger, M. Berlamont, V. Fernagun, H. Debruyne, L. David, O. Nicolas // CIGRE-2010. – Rep. A1-208.
13. *Енергоатом* Украины. - 2010. [Електронний ресурс]. <http://www.energoatom.kiev.ua>
14. *Офіційний сайт* ХАЕС [Електронний ресурс]. <http://www.xaec.org.ua>

А. А. Ключников, Г. М. Федоренко, А. В. Выговский

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕРМОДЕФЕКТОВ В ОБМОТКЕ И СЕРДЕЧНИКЕ СТАТОРА МОЩНЫХ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ БЛОКОВ АЭС И ИХ ЛОКАЛИЗАЦИЯ ПРИ ПОМОЩИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ

Приведены показатели повреждаемости турбогенераторов энергоблоков АЭС Украины за 2006 - 2010 гг. и коэффициент готовности турбогенераторов типа ТВВ-1000-2 энергоблоков АЭС Украины в 2003 - 2010 гг. Обоснована необходимость выявления зон локальных перегревов в узлах и элементах турбогенераторов. Разработаны методика, алгоритмы и программа для выполнения на ЭВМ расчета трехмерного температурного поля совместно сердечника и обмотки статора двухполюсного турбогенератора мощностью 1000 МВт для определения локальных перегревов. Проведены многочисленные вычислительные эксперименты по определению локальных перегревов в обмотке и сердечнике статора турбогенератора при наличии термодфектов. Разработаны рекомендации по повышению безопасности, надежности и эффективности эксплуатации турбогенераторов типа ТВВ-1000-2 блоков АЭС.

Ключевые слова: турбогенератор, обмотка, сердечник статора, стержень, термодфект, перегрев, локализация.

O. O. Klyuchnykov, G. M. Fedorenko, O. V. Vygovskiy

PREDICTION THERMAL DEFECTS IN THE WINDING AND STATOR CORE POWERFUL TURBOGENERATORS NPP UNITS AND THEIR LOCALIZATION WITH INTELLIGENT METHODS AND MEANS

Indicators of damage to turbogenerators of power plants of NPP of Ukraine for 2006-2010 and availability of turbogenerators of type of TVV-1000-2 of power plants of NPP of Ukraine in 2003-2010 presented in this paper. The necessity of identifying areas of local overheating in the knots and elements of the turbogenerator. Techniques, algorithms and the program is developed for run on a computer calculation of three-dimensional temperature field together core and windings of stator of turbogenerator type TVV-1000-2Y3 for the determination of local overheating. Numerous computational experiments are conducted on determination of local overheats in the windings and core of stator of turbogenerator at presence of thermal defects. Developed recommendation on the increase of safety, reliability and efficiency of exploitation of turbogenerators of type TVV-1000-2 of NPP.

Keywords: turbogenerator, windings, core of stator, bar, thermal defects, overheating, localization.

Надійшла до редакції 22.02.11