

ВИЗНАЧЕННЯ РОЗПОДІЛУ ВТРАТ І НАГРІВАННЯ ПАКЕТІВ ОСЕРДЯ СТАТОРА ТУРБОГЕНЕРАТОРА ТИПУ ТВВ-1000-2У3 АТОМНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

Наведено довідку відмов турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 енергоблоків українських атомних електростанцій за період з 2003 по 2007 роки, проведено розрахунки та аналіз тривимірного розподілення втрат в осерді статора потужного турбогенератора, які є вхідними даними для теплової задачі, та проведено розрахунки тривимірного температурного поля осердя статора турбогенератора типу ТВВ-1000-2У3.

Протягом 2003–2007 років на АЕС України сталося 15 зупинок енергоблоків через відмову турбогенераторів, з них 10 припадають на турбогенератори типу ТВВ-1000-2У3 [11]. Кожен вихід з ладу турбогенератора для ядерного реактора є раптовою втратою навантаження, що вимагає його негайного розхолодження до нижнього критичного рівня. Такі режими вважаються аварійними, що пов'язано з короткочасною зміною температурного режиму активної зони, і за регламентом їх кількість на весь термін експлуатації реактора обмежується по ресурсу конструкційних матеріалів елементів і вузлів активної зони. Низька надійність електротехнічного обладнання енергоблока АЕС на сьогодні є додатковим джерелом небезпеки та його неефективного функціонування.

Питоме пошкодження турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 за п'ять років (2003–2007 рр.) склало 0,526 пошкодження на генераторо-рік експлуатації, що в 10,5 разу більше, ніж аналогічний показник турбогенераторів у чотиріполюсному виконанні типу ТВВ-1000-4У3 (0,05) і в 3,5 разу більше, ніж у турбогенераторів потужністю 220 МВт енергоблоків № 1 і 2 Рівненської АЕС типу ТВВ-220-2У3 (0,15) [11]. Таким чином, турбогенератори типу ТВВ-1000-2У3 є найбільш ненадійними серед турбогенераторів, що експлуатуються у складі енергоблоків українських АЕС. Втрати тільки через недовиробництво електроенергії внаслідок недостатньої надійності турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 за п'ять років склали майже 93 млн. дол. США (при собівартості 1 кВт·год в 2,8 дол. США). І це без урахування витрат на проведення ремонтних робіт, матеріалів і запасних частин.

Турбогенератори енергоблоків АЕС протягом багатьох років постійно працюють зі значеннями $\cos \varphi$ у діапазоні 0,994...0,999 [5, 11], у той час як номінальним значенням $\cos \varphi$ для них є 0,9. Працюючи у базовому режимі по активній потужності, турбогенератори блоків 1000 МВт Рівненської і Хмельницької АЕС по реактивній потужності працюють у маневреному режимі з навантаженням, що змінюється протягом доби від 0 до 200...220 Мвар. Такі режими у свою чергу призводять до зниження стійкості енергоблоків, підвищення циклічних електродинамічних і термомеханічних впливів на вузли як турбогенераторів, так і іншого електротехнічного обладнання. Наслідком чого є підвищене нагрівання торцевих зон сердечника статора, підвищені вібрації лобових частин обмотки й т.п. Крім того, робота турбогенераторів при підвищеній напрузі обмотки статора спричинює підвищене нагрівання сталі осердя статора, бочки ротора, обмоток статора й ротора, прискорене старіння їхньої ізоляції. В результаті все це може призводити до ушкоджень вузлів і вимушених зупинів турбогенераторів.

Всі заходи, що розробляються і застосовуються спеціалістами АТ «Електросила» при проведенні поточних ремонтів і модернізації турбогенераторів [1, 3], спрямовані, перш за все, на посилення кріплення лобових частин обмотки статора, з'єднувальних шин, колектора, інших елементів і вузлів кінцевих зон. Всі вони мають обмежений характер і спрямовані на розв'язання конкретних проблем, не дають змоги вирішити проблему комплексно і остаточно. Говорити про позитивний досвід модернізації турбогенераторів Хмельницької АЕС із залученням фірми *ALSTOM*, зважаючи на короткий термін їх експлуатації після модернізації, поки що недоцільно.

Проведені дослідження вібраційного стану елементів кінцевих зон засвідчили, що до навантаження у 750 МВт лобові частини обмотки і з'єднувальні шини мають припустимий рівень вібрацій, який різко зростає при подальшому збільшенні навантаження. Причинами підвищених вібрацій є взаємодія електромагнітних, теплових та термомеханічних процесів у кінцевих зонах статора.

Отже, низька надійність турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 є суттєвим чинником, що впливає на безпеку енергоблоків АЕС України. Особливого значення питання забезпечення необхідного рівня надійності генераторів набуває із планами щодо добудови до 2016 р. енергоблоків № 3 і 4 Хмельницької АЕС [4], у складі яких запроєктовані саме такі генератори.

У таких умовах особливого значення набувають питання контролю та діагностики. У потужних турбогенераторах АЕС для технологічного контролю нагрівання активних вузлів і елементів та охолоджуючих агентів в якості штатних датчиків використовуються термометри опору. Для контролю температури активної зони в турбогенераторах типу ТВВ-1000-2У3 термометри опору розташовані так: в пазу під клином, для контролю температури верхнього стержня обмотки статора; на боковій поверхні нижнього стержня та на дні паза, для контролю температури осердя статора; з 2001 р. нові та такі, що підлягають модернізації турбогенератори, оснащуються термометром опору, встановленим на зливні дистилляту з фторопластового шланга [1, 3]. Завжди варто враховувати, що фактична температура міді обмоток і осердя статора турбогенератора в окремих зонах значно вища тієї, що фіксується при існуючих методах вимірів. Термометри опору закладаються в обмеженій кількості місць і не можуть безпосередньо контролювати температуру в найбільш нагрітих місцях, тим більше що розташування місцевих максимальних температур змінюється зі зміною режимів роботи генератора. Окрім того, термометри опору мають значні розміри, довжина їх дорівнює 190 або 210 мм, а товщина пакетів сталі осердя статора знаходиться в інтервалі від 20 до 50 мм. Нагрівання пакетів сталі по товщині є значно нерівномірним і має параболічний характер. Тому основним показником нагрівання обмотки статора при її безпосередньому охолодженні є температура вихідного дистилляту, проте її температура на виході із обмотки близька до середньої, а не до максимальної температури на шляху потоку. Що ж стосується широко використовуваного методу визначення температури обмотки ротора за її опором постійному струму, то очевидно, що за допомогою цього методу можна контролювати тільки середню температуру обмотки, тоді як нагрівання її може бути нерівномірним. Отже, використання термометрів опору неефективне для виявлення місцевих перегрівань в пакетах осердя статора. Комплексне використання даних показань штатних вимірювальних датчиків та адекватних математичних моделей дає можливість з достатньою для практики точністю вирішувати проблему визначення місцевих максимальних температур активних вузлів і елементів турбогенераторів та всіх інших електричних машин. Точність вирішення тривимірної польової задачі розподілу температурного поля в осерді статора залежить від точності завдання вхідних даних, вчасності розподілу втрат.

Тепловиділення $q(r, \varphi, z)$ в середніх та крайніх пакетах осердя статора потужного турбогенератора для вирішення теплової за-

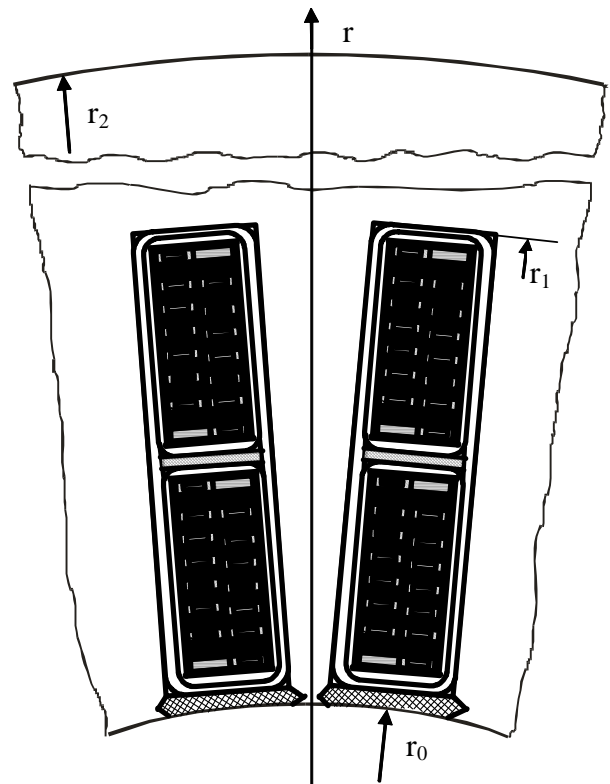


Рис. 1

дачі є вхідними даними, вони мають бути задані. Завдання тепловиділень у середніх та крайніх пакетах для розв'язання цих задач здійснено на основі розрахунково-експериментальних досліджень втрат, обумовлених сумарно діючим на пакет електромагнітним полем.

При розрахунку методом кінцевих різниць числові значення тепловиділень можна безпосередньо задавати для кожного n -го елементарного обсягу. Але для зручності завдання розподілу втрат $q(r, \varphi, z)$ розрахункову область (рис. 1) розділяємо на дві зони: зубцеву ($r_0 \leq r \leq r_1$) та зону для ярма ($r_1 \leq r \leq r_2$).

Розподіл втрат у крайніх пакетах осердя статора в радіальному напрямку описується експоненціальними залежностями, які враховують підвищене виділення втрат у коронці і основі зубця та над дном паза, а також деяке зростання втрат у місцях посадки сегментів заліза на стяжні призми. Функцію розподілу втрат у тангенціальному напрямку визначаємо у вигляді параболи і експонент, враховуючи концентрацію втрат вздовж стінок пазів і шліців, а в напрямку осі z (вздовж статора) – експонентом. Математичний її вираз має такий вигляд:

$$q(r, \varphi, z) = \left(\frac{a_{r1}}{\exp\left(\frac{r}{\gamma_{r1}}\right)} + \frac{a_{r2}}{\exp\left(\frac{h_z - r}{\gamma_{r2}}\right)} \right) (B_1 \cdot \varphi^2) + \left(\frac{c_{\varphi1}}{\exp\left(\frac{\varphi - \varphi_0}{\gamma_{\varphi1}}\right)} + \frac{c_{\varphi2}}{\exp\left(\frac{\varphi}{\gamma_{\varphi2}}\right)} \right) \exp\left(\frac{b}{\gamma_z}\right),$$

де $a_{r1}, a_{r2}, B_1, c_{\varphi1}, c_{\varphi2}$ – параметри розподілу втрат; $\gamma_{r1}, \gamma_{r2}, \gamma_{\varphi1}, \gamma_{\varphi2}, \gamma_z$ – декременти згасання експонент.

У результаті для кожної зони одержуємо узагальнену функцію розподілу втрат по всіх трьох координатах, що враховує нерівномірний розподіл втрат у напрямку кожної координатної осі.

141.8	71.7	14.4	14.4	71.7	141.8
61.3	31.0	6.2	6.2	31.0	61.3
45.3	22.9	4.6	4.6	22.9	45.3
43.6	22.1	4.4	4.4	22.1	43.6

42.6	31.1	4.3	4.3	31.1	42.6
42.8	31.2	4.4	4.4	31.6	42.8
43.3	31.6	4.4	4.4	31.6	43.3
44.9	32.8	4.6	4.6	32.8	44.9
50.0	36.5	5.1	5.1	36.5	50.0
66.2	48.3	6.7	6.7	48.3	66.2
117.1	85.6	11.9	11.9	85.6	117.1
278.2	203.2	28.3	28.3	203.2	278.2
786.8	574.8	80.1	80.1	574.8	786.8
740.4	114.4	115.3	757.7		
396.8	60.9	61.7	414.1		
240.5	36.5	37.3	257.8		
196.3	29.6	30.4	213.6		
184.0	27.7	28.5	201.3		
181.4	27.3	28.1	198.7		
183.0	27.5	28.4	200.3		
190.6	28.7	29.5	207.9		
213.8	32.3	33.1	231.1		
282.5	43.0	43.9	299.8		
486.1	74.8	75.6	503.4		
1088.7	168.7	169.6	1106.0		

Рис. 2

При наявності експериментальних даних по температурному полю методом послідовних наближень (методом підбору) за рішеннями теплової задачі можна визначити втрати у вузлах сітки. Для цього шляхом послідовного коректування заданого початкового розподілу втрат при виконанні послідовності рішень задачі одержуємо розрахункове температурне поле $\theta(r, \varphi, z)$, яке приблизно описує задане з експерименту температурне поле $\theta_{izm}(r, \varphi, z)$ з деякою похибкою $\delta_a = \theta(r, \varphi, z) - \theta_{izm}(r, \varphi, z)$, яка не перевищує заданих границь. Тобто для визначення втрат виконується послідовність рішень прямої задачі теплопровідності без ставлення й вирішення зворотної задачі.

За наведеною вище методикою було проведено розрахунки втрат у середніх і крайніх пакетах осердя статора турбогенератора ТВВ-1000-2УЗ при навантаженні $P = 950$ МВт.

Загальні втрати в середньому пакеті осердя статора склали 6,342 кВт, зубця середнього пакета – 2,989 кВт, середні втрати в зубці – 0,133 Вт/см³, або 17,391 Вт/кг. Загальні втрати в ярмі середнього пакета склали 3,353 кВт, середні втрати в ярмі – 0,028 Вт/см³, або 3,707 Вт/кг.

Порівняння результатів розрахунку загальних втрат у середньому пакеті осердя статора на одну сторону з відповідними даними [9, с. 169] показало, що дані відрізняються між собою для зубця на 1,8 %, а для ярма – на 2,5 %.

Результати розрахунку локальних питомих втрат (Вт/кг) у перерізі крайнього пакета при $z = (1/20) b_{кп}$ наведені на рис. 2.

Загальні втрати в крайньому пакеті осердя статора на одну сторону склали 27,26 кВт. Для зубця крайнього пакета осердя статора загальні втрати складають 14,62 кВт, середні втрати у зубці – 0,651 Вт/см³, або – 85,08 Вт/кг. Для ярма крайнього пакета осердя статора загальні втрати дорівнюють – 12,64 кВт, середні втрати в ярмі – 0,107 Вт/см³, або 13,97 Вт/кг.

Найбільше значення питомі втрати мають в коронці зубця (1106,0 Вт/кг), достатньо підвищений рівень їх спостерігається також біля дна паза (786,8 Вт/кг) (див. рис. 2).

Розрахунки температури осердя статора турбогенератора типу ТВВ-1000-2У3 проведені для навантаження $P=950$ МВт.

Максимальна температура біля дна паза крайнього пакета осердя статора складає 119,9 °С. У коронці зубця температура складає 75,2 °С.

На рис. 3 та 4 наведено результати розрахунку температури за товщиною крайнього пакета осердя статора (рис. 3) та за радіусом крайнього пакета в шарі при $b=3/20 b_{кп}$ (рис. 4).

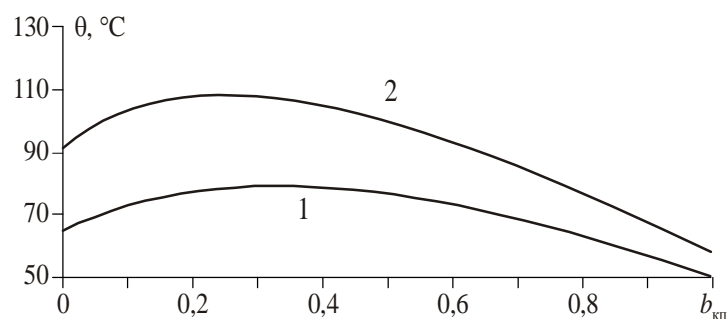


Рис. 3

Температура середнього пакета біля дна паза осердя статора змінюється по його товщині за параболічним законом від 61,0 °С (на поверхні пакета) до 71,7 °С (посередині). Максимальна температура середніх пакетів осердя статора знаходиться біля дна паза, вона складає 71,7 °С. Температура розташованого навпроти охолоджуючого водню в

каналі між пакетами біля дна паза складає 57,1 °С. Відповідне значення показань термометра опору складає 66,8 °С.

Для оцінки точності математичного розрахунку значень показань термометрів опору розроблена окрема детальна розрахункова модель термометра опору. Можна стверджувати,

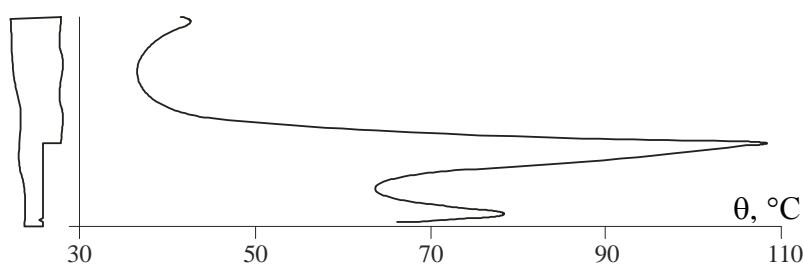


Рис. 4

що розрахункові значення показань термометрів опору є надійними, достовірними й можуть бути використані при проведенні подальших досліджень.

Висновки. 1. Турбогенератори типу ТВВ-1000-2У3 є найбільш ненадійними серед усіх турбогенераторів, що експлуатуються у складі енергоблоків АЕС України.

Їхня низька надійність є суттєвим чинником, що впливає на безпеку енергоблоків АЕС України. Питання забезпечення необхідного рівня надійності генераторів набуває особливого значення у зв'язку з планами щодо добудови до 2016 р. енергоблоків № 3 та 4 Хмельницької АЕС, у складі яких запроектовані саме такі генератори.

2. Подальша експлуатація турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 з наявними техніко-економічними показниками не доцільна. Задача підвищення надійності і навантажувальної здатності таких турбогенераторів є складною науково-технічною проблемою, що вимагає

комплексного підходу із залученням спеціалістів експлуатуючої організації, електромашинобудування і науковців.

3. Використання штатної системи теплового контролю неефективне для виявлення місцевих перегрівань у пакетах осердя статора. Комплексне використання даних показань штатних вимірювальних датчиків та адекватних математичних моделей дає змогу з достатньою для практики точністю вирішувати проблему визначення місцевих максимальних температур активних вузлів і елементів турбогенераторів та всіх інших електричних машин.

4. Тепловиділення в пакетах осердя статора потужного турбогенератора є вхідними даними для вирішення теплової задачі, від точності завдання яких залежить точність визначення температурного поля та місцевих перегрівань.

5. Визначено тривимірне розподілення втрат у середніх та крайніх пакетах осердя статора турбогенератора потужністю 1000 МВт типу ТВВ-1000-2УЗ, що дає змогу створити методику визначення втрат в осерді статора для різноманітних режимів експлуатації та може бути використано для контролю і діагностики та пошуку оптимальних шляхів модернізації турбогенераторів.

Приведена справка по отказам турбогенераторов типа ТВВ-1000-2УЗ энергоблоков украинских атомных электростанций за период с 2003 по 2007 годы, проведены расчеты и анализ трехмерного распределения потерь в сердечнике статора мощного турбогенератора, которые являются входными данными для тепловой задачи, а также проведены расчеты трехмерного температурного поля сердечника статора турбогенератора типа ТВВ-1000-2УЗ.

This article presents data on the failures of turbogenerator type TVV-1000-2U3 Ukrainian nuclear power plants for the period from 2003 to 2007, performed calculations and analysis of three-dimensional distribution of losses in the stator core of powerful turbogenerator, which are the input data for the thermal problem, and also held calculations of three-dimensional temperature field of stator core turbogenerator type TVV-1000-2U3.

1. Васильев В.С., Йогансен В.И. Модернизация турбогенераторов – опыт и перспективы: Сб. «Электросила», 2004. – № 43. – С. 18–24.
2. Голоднова О.С. Основные принципы отказов турбогенераторов и пути их предупреждения: Учеб.-метод. пособие. – М.: ИПКГосслужбы, 2005. – 92 с.
3. Горбатина Л.П., Жуков Д.В., Кади-Оглы И.А., Карташова Т.Н., Сергеева М.В., Трофимов А.М. Двухполюсные и четырёхполюсные турбогенераторы мощностью 1000 МВт для АЭС. Описание конструкции, опыт эксплуатации и пути совершенствования // Приложение к сб. «Электросила». – 2003. – № 42. – С. 16–21.
4. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. – Київ, 2007.
5. Стовбун В.В., Хохлов В.К., Семенова Л.С., Федоренко Г.М. Коэффициенты готовности и использования установленной мощности блоков АЭС: Украина и мир // Новини енергетики. – 2001. – № 4. – С. 34–44.
6. Счастливый Г.Г., Федоренко Г.М., Выговский В.И. Турбо- и гидрогенераторы при переменных графиках нагрузки. – К.: Наук. думка. – 1985. – 208 с.
7. Счастливый Г.Г., Федоренко Г.М., Выговский В.И., Терешонков В.А. Электрические машины с жидкостным охлаждением. – К.: Наук. думка, 1989. – 288 с.
8. Федоренко Г.М., Выговский В.И., Сухобоков С.А. Восстановление поля температур крайнего пакета сердечника статора турбогенератора по ограниченной экспериментальной информации // Энергетика и электрификация. – 1983. – № 3. – С. 34–36.
9. Хуторецкий Г.П., Токов М.И., Толвинская Е.В. Проектирование турбогенераторов. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд. – 1987. – 256 с.
10. МСТ 533-2000. Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия.
11. Підвищення надійності, навантажувальної здатності турбогенераторів типу ТВВ-1000-2УЗ українських АЕС та доведення техніко-економічних показників їх експлуатації до вимог документу EUR: (Заключний звіт про НДР)/ ІПБ АЕС НАН України. – № Держреєстрації 0209U001218. – Київ, 2008.

Надійшла 29.10.2009