

ТЕХНОЛОГІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT IN POWER ENGINEERING

УДК 621.313.322

DOI 10.20535/1813-5420.3.2022.271987

О.В. Виговський, канд.тех.наук, с.н.с., ORCID 0000-0002-3325-0407
Інституту проблем безпеки атомних електростанцій НАН України

В.В. Чумак, канд.тех.наук, доц., ORCID 0000-0001-8401-7931

С.С. Цивінський, канд.тех.наук., ORCID 0000-0002-2800-6709

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ВИЗНАЧЕННЯ РОЗПОДІЛУ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ В СТЕРЖНЯХ ОБМОТКИ СТАТОРА ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ ТИПУ ТВВ ДЛЯ КОНТРОЛЮ ТА ДІАГНОСТИКИ

Турбогенератори були і залишаються найбільш ненадійним елементом на АЕС України. Найнебезпечнішими порушеннями в роботі турбогенераторів типу ТВВ є повна або часткова закупорка порожнистих провідників обмотки статора. Системи оперативного контролю та технічної діагностики на сьогодні в ряді випадків не справляються з виявленням цих явищ. Комплексне застосування адекватних математичних моделей, показань штатної системи теплового контролю і нових діагностичних ознак дають можливість з достатньою для практичних цілей точністю виявляти закупорки порожнистих провідників обмоток статора цих турбогенераторів. Метою роботи є розробка програми розрахунку тривимірного температурного поля в стрижнях обмотки статора турбогенератора типу ТВВ-1000-2У3, з урахуванням при цьому температурного поля осердя статора, проведення тестового розрахунку і порівняння експериментальних і розрахункових даних. Поставлена задача вирішується за допомогою методу скінченних різниць з застосуванням інтегро-інтерполяційного методу.

Ключові слова: турбогенератор; обмотка статора; температурне поле; математична модель; електрична машина.

Вступ. На сьогодні Україна входить в десятку країн світу, які найбільше використовують ядерну енергію для виробництва електроенергії. Атомна енергетика займає провідне місце в енергозабезпеченні економіки України. На чотирьох діючих АЕС України встановлено 15 енергоблоків типу ВВЕР (російського виробництва) з 17 турбогенераторами типу ТВВ загальною потужністю 13,880 ГВт [1]. Україна є восьмою в світі за встановленою на АЕС потужністю. А Запорізька АЕС є найбільшою в Європі.

Надійність роботи АЕС залежить від надійності всього устаткування, в тому числі електротехнічного, і зокрема, турбогенераторів. До 40% інцидентів на АЕС України, пов'язаних з незапланованими відключеннями енергоблоків від мережі і зниженням навантаження, зумовлені недостатньою надійністю електротехнічного обладнання. Найбільша частка в недовиробітку електроенергії через електротехнічне обладнання приходить на турбогенератори (до 80%) [1, 2].

Вихід з ладу будь-якої одиниці основного електротехнічного обладнання (генератора або силового трансформатора) для ядерного реактора є раптовою втратою навантаження, що вимагає його негайного розхолодження до нижнього критичного рівня. Згідно з Технологічним регламентом безпечної експлуатації енергоблоку такі випадки є аварійними, що пов'язано з короткочасною зміною температурного режиму активної зони. Кількість таких випадків на весь термін експлуатації реактора обмежується (150 на весь термін експлуатації) по ресурсу конструкційних матеріалів елементів і вузлів саме активної зони.

Таким чином, низька надійність електротехнічного обладнання (особливо турбогенератора) на сьогодні є одним з джерел екологічної небезпеки і неефективного функціонування енергоблоку в цілому.

Турбогенератори - найскладніший елемент електричної частини теплових і атомних електростанцій, в яких поєднуються проблеми потужності, габаритів, електромагнітних характеристик, теплових процесів нагрівання та охолодження, статистичної та динамічної міцності елементів конструкції тощо. Надійність їх роботи визначає надійність функціонування енергоблоку в цілому.

Основними причинами недостатньої надійності основного генеруючого обладнання енергоблоків АЕС на сьогодні є:

- конструктивні недоліки обладнання;
- позаштатні режими експлуатації обладнання, в тому числі участь енергоблоків АЕС в маневрених режимах по реактивній потужності;
- недостатня кваліфікація експлуатаційного персоналу (людський фактор);
- неоптимальна структура енергоблоків, яка не відповідає сучасним вимогам Об'єднаної Енергосистеми України.

З огляду на викладене, актуальною науковою проблемою на сьогодні є:

- розробка, наукове обґрунтування і практична реалізація системного підходу для проведення досліджень і оптимізації теплових процесів, принципів і методів комплексного аналізу аварійних ситуацій;
- створення технічних і технологічних заходів і схемних рішень щодо підвищення надійності та забезпечення штатних режимів експлуатації турбогенераторів;
- впровадження сучасного менеджменту надійності, систем комплексного моніторингу та технології обслуговування і ремонту турбогенератора за його реальним станом.

Одними із шляхів підвищення безпеки та надійності експлуатації є застосування оперативного контролю та технічної діагностики обладнання, в тому числі і турбогенераторів.

Потужні турбогенератори з водяним охолодженням обмоток мають підвищену небезпеку засмічення каналів охолодження. Аналіз інформації про виникнення і розвиток термічних дефектів обмоток статорів турбогенераторів показує, що практично всі вони пов'язані з порушеннями охолодження [3, 4]. Найбільш небезпечні порушення полягають в частковій або повній закупорці водяних каналів однієї або декількох гідравлічних гілок системи водяного охолодження статора. Найчастіше зустрічаються такі причини цього явища: зростання відкладень в водяних каналах; витік водню в дистиллят. При закупорці порожнистих провідників їх температура може значно перевищувати допустиму для ізоляції, що зменшує термін служби обмотки і може привести до пробою ізоляції під час експлуатації [5, 6].

Звичайно, розробляються нові системи контролю та діагностики технічного стану турбогенераторів, які постійно удосконалюються. Однак, на теперішній час, в ряді випадків, вони не справляються з виявленням закупорок порожнистих провідників обмоток статора [6-8].

Застосування адекватних математичних моделей, показань штатної системи теплового контролю і нових діагностичних ознак дає можливість з достатньою для практичних цілей точністю визначати повну і часткову закупорки порожнистих провідників стержнів обмотки статора.

Актуальність задачі. У турбогенераторах типу ТВВ температури контролюються термометрами опору, які встановлені в обмеженій кількості і мають обмежений розмір. Тому вони не можуть контролювати температуру в важкодоступних місцях, тим більше, що максимальні температури мігрують зі зміною режиму експлуатації. Наприклад, при закупорці двох порожнистих провідників стержня обмотки статора їх температура може підвищуватися до значень, які в 3-3,5 рази перевищують нормальну. При цьому більш ніж в 100 разів підвищується ймовірність пробою ізоляції стержня [6].

Актуальність роботи полягає у виявленні осередків місцевих перегрівів та визначення температурного поля, що має важливе практичне значення.

Постановка задачі. Недостатня надійність роботи електрогенеруючого обладнання, в тому числі і за рахунок місцевих перегрівів, зумовлюють доцільність подальших досліджень у їх виявленні, зокрема, і шляхом математичного моделювання.

За допомогою уточнених методики, математичних моделей розробити алгоритми та програму розрахунків для ПК (персональний комп'ютер) тривимірного температурного поля спільно обмотки і осердя статора турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 в стаціонарних і перехідних режимах експлуатації. Провести тестовий розрахунок і провести порівняння розрахункових та експериментальних даних. Провести розрахунки тривимірного температурного поля статора турбогенератора для різноманітних режимів експлуатації.

Методика, математичні моделі та алгоритми. Опис температурного поля виконано за допомогою системи диференціальних рівнянь теплопровідності, рівнянь підігріву холодоагенту, початкових і граничних умов I-IV роду [7, 8]:

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

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

де θ - температура в області аналізу; c , ρ , λ - питома теплоємність, щільність і коефіцієнт теплопровідності області аналізу відповідно; $q_v(\theta, l)$ - питома потужність внутрішніх джерел теплоти; θ_{xi}

- середньомасова температура холодоагенту у відповідному і-му каналі; Q_i - витрата холодоагенту у відповідному і-му каналі; F_i , b_i - площа поперечного перерізу і ширина і-го охолоджуючого каналу відповідно; l - відповідна просторова координата (r, φ, x, y, z); α_{xi} , c_{xi} , ρ_{xi} - коефіцієнт тепловіддачі і питомої теплоємності та щільність холодоагенту відповідно.

При математичному описі температурного поля прийняті допущення наведені в [7, 8].

Граничні умови запишемо у вигляді:

$$\theta_{xi} = \theta + \frac{\lambda_M}{\alpha_{xi}} \frac{\partial \theta}{\partial l_i} - \text{для охолоджуючих каналів порожнистих провідників}; \quad \theta_{xi} = \theta + \frac{\lambda_3}{\alpha_{xi}} \frac{\partial \theta}{\partial l_i} - \text{для}$$

зовнішніх теплообмінних поверхонь обмотки статора, її лобових частин і пакетів сердечника статора, де λ_M , λ_3 - коефіцієнти теплопровідності міді та зовнішніх теплообмінних поверхонь обмотки статора, її лобових частин і пакетів сердечника статора.

Рівняння теплопровідності (1) в тривимірній постановці (для опису температурного поля у вузлах та елементах, що мають форму паралелепіпеда)

в Декартові системі координат має вигляд:

$$c(\theta, x, y, z) \rho(\theta, x, y, z) \frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} (\lambda(\theta, x) \frac{\partial \theta}{\partial x}) + \frac{\partial}{\partial y} (\lambda(\theta, y) \frac{\partial \theta}{\partial y}) + \frac{\partial}{\partial z} (\lambda(\theta, z) \frac{\partial \theta}{\partial z}) + q_V(\theta, x, y, z).$$

Рівняння теплопровідності для опису температурного поля у вузлах та елементах, що мають циліндричну форму, у циліндричних координатах записується як:

$$c(\theta, r, \varphi, z) \rho(\theta, r, \varphi, z) \frac{\partial \theta}{\partial t} = \lambda_r(\theta, r) \left(\frac{\partial^2 \theta}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \theta}{\partial r} \right) + \lambda_\varphi(\theta, \varphi) \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 \theta}{\partial \varphi^2} + \lambda_z(\theta, z) \frac{\partial^2 \theta}{\partial z^2} + q_V(\theta, r, \varphi, z).$$

Ця задача є нелінійною, так як при вивченні температурних процесів необхідно враховувати нелінійну залежність коефіцієнтів теплопровідності, щільності, теплоємності і електричного опору від температури. В якості першого етапу вирішення цього завдання проводиться дискретизація вихідних диференціальних рівнянь, в результаті якої отримуємо систему нелінійних алгебраїчних рівнянь (нелінійну різницеву схему). Надалі проводиться кускова лінеаризація і усереднення зазначених теплофізичних параметрів в залежності від температури. Середовище в даній області є неоднорідним (ізоляція, мідь). На краях різнорідних матеріалів теплофізичні параметри будуть розривними функціями. Отже, для вирішення цієї крайової задачі потрібно метод, за допомогою якого можна отримати схеми, що сходяться в разі розривних коефіцієнтів. Ефективним методом вирішення завдань такого класу є інтегро-інтерполяційний метод (метод балансу) [7, 8].

Апроксимацію задачі виконуємо в два етапи: спочатку по просторовим змінним, а потім за часом. За просторовими змінними вузли і елементи даної області розбиваються на N -у кількість елементарних об'ємів. Використовуючи результати побудови різницевої схеми задачі теплообміну за допомогою інтегро-інтерполяційного методу, рівняння теплового балансу для кожного елементарного об'єму представляємо в кінцево-різницевому вигляді:

$$c_n \rho_n V_n \frac{\partial \theta}{\partial t} = (\theta_{n+1} - \theta_n) \Lambda_{n+1,n} + (\theta_{n-1} - \theta_n) \Lambda_{n-1,n} + \dots + q_n \cdot V_n, \quad (3)$$

$$n = 1, 2, \dots, N,$$

де $\Lambda_{n\pm 1,n}$ - взаємна теплова провідність до сусіднього елементарного об'єму (вузлу); q_n - об'ємні тепловиділення в n -тому елементарному вузлі; V_n - об'єм n -того елементарного вузла.

В результаті отримано диференціальне рівняння за часом і різницеве по просторовим координатам. У правій частині представлені безперервні складові (теплові потоки), в яких в явному вигляді відсутні точки (лінії) розриву теплофізичних параметрів. Дана обставина дозволяє записати у всіх вузлах сітки одні й ті ж формули (без будь-якої зміни формул в околиці розривів). Таким чином, за допомогою інтегро-інтерполяційного методу отримуємо однорідну різницеву схему (в тому числі і для ділянок підігріву (охолодження) холодоагенту в охолоджуючих каналах і областях). Потім проведемо різницеву апроксимацію часткових похідних за часом. Розрахункові формули для визначення температури в n -му вузлі в наступний момент часу мають вигляд:

$$\theta_n^{(j+1)} = \left(\sum_{i=1}^N \theta_i^{(j)} \Lambda_{i,n} + q_n^{(j)} V_n + \theta_n^{(j)} \left(F_{0_n} - \sum_{i=1}^3 \Lambda_{n\pm i,n} \right) \right) / F_{0_n}, \quad (4)$$

де $\Lambda_{i,n}$ - взаємна теплова провідність (при $i = n$ $\Lambda_{n,n}$ - власна теплова провідність); $F_{0_n} = V_n c_n \rho_n / h_j$, h_j - крок за часом.

Програма розрахунку. За допомогою описаних вище математичних моделей, методики та розроблених алгоритмів створено спеціальну програму для виконання на комп'ютері розрахунку тривимірного температурного поля спільно осердя і обмотки статора турбогенераторів потужністю 1000 МВт типу ТВВ-1000-2У3 в стаціонарних і перехідних режимах експлуатації. Блок – схема програми представлено на рис. 1.

Програма побудована по структурно-модульному принципу; здійснює розрахунки температур та інших теплофізичних параметрів (питомих теплових потоків, питомих тепловиділень та ін.), як правило, у вузлах (точках) розрахункових схем у кількості до десятків тисяч шт. Модулі будуються при використанні набору простих керуючих і структурних даних. Розроблена програма дозволяє розглядати різноманітні режими теплового стану турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 з урахуванням при цьому підігріву води по довжині стержня обмотки, залежності теплофізичних параметрів (теплоємність, щільність, коефіцієнт теплопровідності) міді і холодоагентів від температури [8], 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 стержня обмотки статора турбогенератора типу ТВВ-1000-2У3 розташовані в пазу під клином, нижнього стержня обмотки статора – на його боковій поверхні, а осердя статора – на дні пазів.

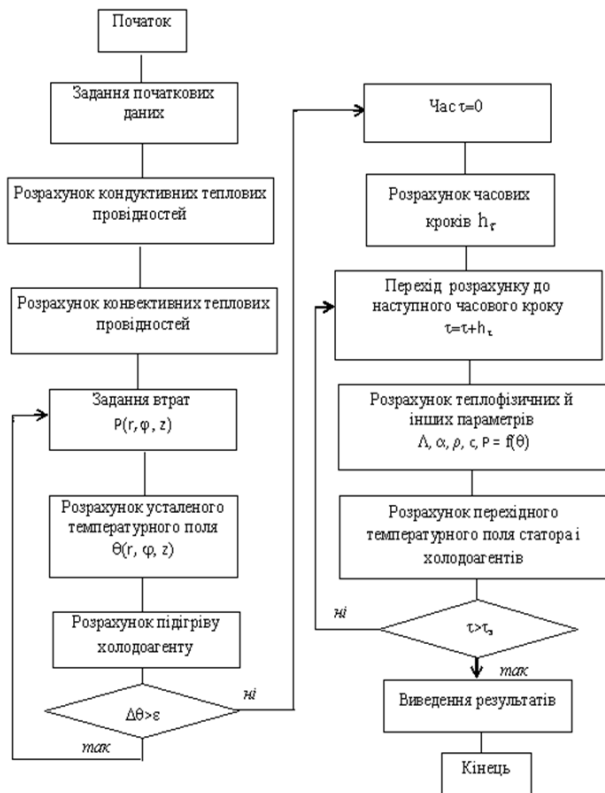


Рис. 1. Блок - схема програми розрахунку тривимірного температурного поля статора (спільно обмотки та осердя) турбогенератора

чистота водню – 99,40%. Задані коефіцієнти тепловіддачі α : в порожнистих каналах провідників стержнів обмотки статора – $15640 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \text{ К})$.

Експериментальні значення температури і підігріву гарячого дистилляту складають $52,5^\circ\text{C}$ і $14,5^\circ\text{C}$, а розрахункові – $53,0^\circ\text{C}$ і $15,0^\circ\text{C}$; 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 стержня максимальна температура гарячої води складає $50,3^\circ\text{C}$, а температура порожнистих мідних провідників

Тестовий розрахунок

В якості тестового розрахунку було проведено порівняння розрахункових та експериментальних даних турбогенератора (ст. № 5) Рівненської АЕС. Для розрахунку були задані наступні значення показань експериментального режиму: активна потужність $P = 950 \text{ МВт}$; $\cos\varphi = 0,994$; напруга $U = 24,2 \text{ кВ}$; струм обмотки статора $I_A = 22,5 \text{ кА}$; $I_B = 22,5 \text{ кА}$; $I_C = 21,8 \text{ кА}$; середнє значення – $I_{CP} = 22,3 \text{ кА}$; частота $f = 50,0 \text{ Гц}$, втрати в стержнях обмотки статора описуються у спосіб, наведений в [9] (коефіцієнти додаткових втрат: для верхнього стержня – $k_{pV} = 2,255$; для нижнього – $k_{pN} = 1,1373$); втрати в пакетах осердя статора, описуються у спосіб, викладений у [10], середня температура холодного дистилляту – $38,0^\circ\text{C}$, середня температура гарячого дистилляту – $52,5^\circ\text{C}$, середня температура холодного газу (водню) – $25,5^\circ\text{C}$, середня температура гарячого газу (водню) – $41,9^\circ\text{C}$, тиск водню – $p = 5 \text{ кПа}$,

знаходиться в інтервалі 50,8-50,9°C. За даними АСКР (автоматизована система контролю) значення температур по термометрах опору, що розташовані в пазу на бічній поверхні нижнього стержня, знаходяться в інтервалі 34,0-48,0°C. Розрахункове значення показань відповідного термометра складає 42,9°C. Для верхніх стержнів експериментальні значення показань термометрів опору, які розташовані під клином, знаходяться в інтервалі 40,6-48,7°C, а розрахункове – 47,2°C. Експериментальні значення показань температури термометрів опору № 89-92, що контролюють температуру осердя зі сторони турбіни складають 56,0; 54,7; 58,2 і 54,1°C, відповідно, їх середнє значення – 55,75°C. Розрахункове значення – 55,82°C. 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.

Визначення розподілу температурного поля в стержнях обмотки статора

За допомогою розробленої програми проведено численні обчислювальні експерименти по визначенню теплового стану стержнів обмотки статора.

Розглянемо результати розрахунків теплового стану верхнього і нижнього стержнів обмотки статора двополюсного турбогенератора потужністю 1000 МВт типу ТВВ-1000-2У3.

Розрахунки виконані для номінального режиму при завданні коефіцієнтів тепловіддачі в охолоджуючі канали порожнистих провідників стержня (до води), рівних 15000 Вт/м²град, температури холодного дистилату, що дорівнює 35°C; коефіцієнти додаткових втрат верхнього стержня $k_{BC} = 2,78$; нижнього стержня $k_{nc} = 1,306$ [7].

У табл. 1. наведено стаціонарний розподіл температурного поля нижнього і верхнього стержнів по довжині в найбільш нагрітому перетині з максимальною температурою, де значення температур при $L=1, 4$ - на бічних поверхнях ізоляції стержнів лобових частин; $L=2, 3$ - перший і другий ряди елементарних провідників стержня відповідно.

Як видно, максимальна температура верхнього стержня становить 90,7°C, нижнього - 68,2°C. Температура і підігрів дистилату становлять відповідно 62,6 і 27,6°C. Максимальний перепад температури на ізоляції дорівнює 34,8°C.

Турбогенератори типу ТВВ-1000 мають безперервну термореактивну ізоляцію стержнів обмотки статора класу "В" з гранично допустимою температурою, що дорівнює 130°C. Отже, є значний запас по нагріванню обмотки статора в номінальному режимі експлуатації.

На рис. 2. Представлено розподіл температурного поля верхнього стержня по довжині обмотки статора (верхній стержень зазнає значно більших електродинамічних та теплових навантажень), де 1 - усереднена за об'ємом температура порожнистих провідників, 2 - усереднена за об'ємом температура суцільних провідників.

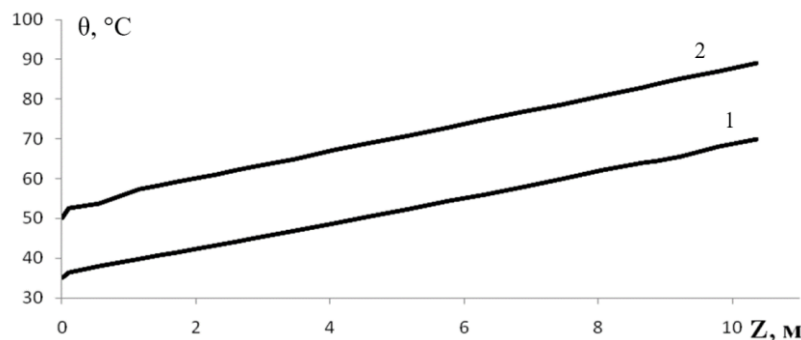


Рис. 2. Розподіл температурного поля верхнього стержня по довжині обмотки статора. 1 - усереднена за об'ємом температура порожнистих провідників, 2 - усереднена за об'ємом температура суцільних провідників.

Виконано розрахунок нестационарного нагріву статора турбогенератора, починаючи з моменту включення (пуску) до досягнення номінального режиму роботи ($P = P_{ном}$) за умови, що швидкість набору активної потужності дорівнює 6 МВт/хв. В якості початкової умови температура конструктивних частин статора і холодоагентів прийнята рівною 40°C. Результати розрахунку представлені на рис. 3. Тут криві 1 і 2 показують усереднений за об'ємом нагрів сердечника в зонах "холодного" і "гарячого" газу відповідно. "Холодний" і "гарячий" газ – до ($z = 1,56$ м.) і після ($z = 8,8$ м.) проходження водню по охолоджуючих каналах ротора. Криві 3 і 4 відображають усереднений за об'ємом нагрів відповідно нижніх і верхніх стержнів обмотки статора в перетині на виході обмотки з пазу ($z = 8,82$ м).

Таблиця 1. Максимальна температура нижнього і верхнього стержнів обмотки по довжині

Номер провідника	Температура, °С							
	Нижній стержень				Верхній стержень			
	L=1	L=2	L=3	L=4	L=1	L=2	L=3	L=4
1	50,5	67,9	67,9	50,5	55,8	90,1	90,1	55,8
2	47,7	56,4	56,4	47,7	51,1	70,6	70,6	51,1
3	50,5	68,1	68,1	50,5	55,9	90,5	90,5	55,9
4	50,5	68,1	68,1	50,5	55,9	90,6	90,6	55,9
5	47,8	56,5	56,5	47,8	51,2	70,7	70,7	51,2
6	50,5	68,1	68,1	50,5	55,9	90,6	90,6	55,9
7	50,5	68,1	68,1	50,5	55,9	90,7	90,7	55,9
8	47,8	56,5	56,5	47,8	51,2	70,7	70,7	51,2
9	50,5	68,2	68,2	50,5	55,9	90,7	90,7	55,9
10	50,5	68,2	68,2	50,5	55,9	90,7	90,7	55,9
11	47,8	56,5	56,5	47,8	51,2	70,7	70,7	51,2
12	50,5	68,2	68,2	50,5	55,9	90,7	90,7	55,9
13	50,5	68,2	68,2	50,5	55,9	90,7	90,7	55,9
14	47,8	56,5	56,5	48,7	51,2	70,2	70,2	51,2
15	50,5	68,1	68,1	50,5	55,9	90,7	90,7	55,9
16	50,5	68,1	68,1	50,5	55,9	90,7	90,7	55,9
17	47,8	56,5	56,5	47,8	51,2	70,7	70,7	51,2
18	50,5	68,1	68,1	50,5	55,9	90,7	90,7	55,9
19	50,5	68,1	68,1	50,5	55,9	90,6	90,6	55,9
20	47,7	56,4	56,4	47,7	51,2	70,7	70,7	51,2
21	50,5	67,9	67,9	50,5	55,9	90,6	90,6	55,9
22					55,9	90,5	90,5	55,9
23					51,1	70,6	70,6	51,1
24					55,8	90,1	90,1	55,8

Нагрівання стержнів обмотки статора визначальним чином зумовлюється характером зростання втрат в стержнях і їх безпосереднім водяним охолодженням. Практично лінійна залежність нагрівання стержнів в даному випадку зумовлена лінійним характером накидання активного навантаження від нуля до номінального зі швидкістю 6 МВт/хв. Нагрівання сердечника статора (зубців і ярма) визначально зумовлено втратами в сталі, які незначно змінюються при зростанні навантаження (вони близькі за значенням до втрат в сталі при холостому ході).

Як показують результати розрахунку при пуску, а отже, і в інших маневрених режимах, виникають значні динамічні температурні градієнти (перепади) між міддю (провідниками) стержнів, ізоляцією і сталлю осердя статора.

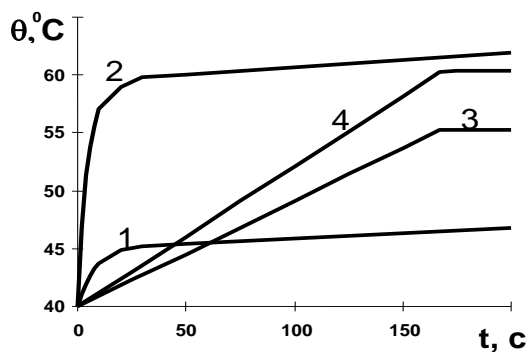


Рис. 3. Результати розрахунку нестационарного нагріву статора турбогенератора з моменту включення (пуску) до досягнення номінального режиму роботи за умови, що швидкість набору активної потужності дорівнює 6 МВт/хв. 1 і 2 - усереднений за об'ємом нагрів сердечника в зонах "холодного" і "гарячого" газу відповідно. 3 і 4 - усереднений за об'ємом нагрів відповідно нижніх і верхніх стержнів обмотки статора.

Розрахунки показують, що при пусках або зупинках мідні стержні обмоток збільшують (зменшують) свою довжину до 1-1,5 см, розтягуючи ізоляцію стержнів [11]. Вплив комплексного впливу електромагнітних, електродинамічних та термомеханічних сил може призводити до появи і розвитку мікротріщин, пошкодження ізоляції і виникнення серйозних дефектів. Все це, а також статистика відмов турбогенераторів в процесі експлуатації вимагають подальшого детального і глибокого вивчення цих процесів для всього діапазону маневрених режимів.

Використана методика, математичні моделі і розроблені алгоритми та програма відрізняється від існуючих набагато більшим ступенем адекватності всіх фізичних процесів, рішенням в тривимірній постановці крайової задачі, розбиттям області, що розглядається, на десятки тисяч вузлів.

Розроблена програма може бути використана при моделюванні різних аварійних ситуацій, при проектуванні нових типів турбогенераторів та модернізації діючих, може бути інтегрована в діючі системи оперативного контролю та технічної діагностики.

Висновки

1. Проведено аналіз основних причин низької надійності роботи турбогенераторів АЕС України, акцентовано увагу на найбільш небезпечних порушеннях, що полягають в частковій або повній закупорці охолоджуючих каналів в стержнях обмоток статора.

2. Розглянуто нову польову задачу спільного розрахунку тривимірного температурного поля в стержнях обмотки статора та осердя статора турбогенератора (тобто, аналізується нова область) в стаціонарних і перехідних режимах експлуатації.

Наведено методику і математичні моделі та розроблено алгоритми розрахунку тривимірного температурного поля в стержнях обмотки статора турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 в стаціонарних і перехідних режимах експлуатації. Для вирішення задачі застосовано інтегро-інтерполяційний метод на базі результатів побудови різницевої схеми задачі теплообміну. Апроксимацію задачі виконано в два етапи: спочатку по просторовим змінним, а потім за часом.

3. На базі наведених методик, математичних моделей і розроблених алгоритмів створено програму розрахунку температурного поля в стержнях обмотки статора турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 в тривимірній постановці. Програма побудована по структурно-модульному принципу; здійснює розрахунки температур та інших теплофізичних параметрів у вузлах (точках) розрахункових схем у кількості до десятків тисяч шт. Модулі будуються при використанні набору простих керуючих і структурних даних. Розроблена програма дозволяє розглядати різноманітні режими теплового стану турбогенераторів типу ТВВ-1000-2У3 з урахуванням при цьому підігріву води по довжині стержня обмотки, залежності теплофізичних параметрів міді і холодоагентів від температури, залежності втрат в міді від температури, часткової закупорки або припинення циркуляції води в одному або декількох порожнистих провідниках. Прогресивність та оригінальність полягає в тому, що розглядається нова польова задача спільного розрахунку тривимірного температурного поля в стержнях обмотки статора та осердя статора турбогенератора (тобто, розглядається нова область) в стаціонарних і перехідних режимах експлуатації.

4. Проведено тестові розрахунки та зроблено порівняльний аналіз результатів розрахунку з даними експерименту. Розрахункові й експериментальні дані 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.

5. Проведено обчислювальні експерименти по визначенню теплового стану стержнів обмотки статора, що підтвердили значний запас по нагріванню обмотки статора в номінальному режимі.

6. Виконано розрахунок нестационарного тривимірного температурного поля при нагріві стержнів обмотки статора турбогенератора, починаючи з моменту включення (пуску) до досягнення номінального режиму роботи. Результати розрахунку показують, що в маневрених режимах виникають значні динамічні температурні градієнти (перепади) між міддю (провідниками) стержнів, ізоляцією і сталлю осердя статора. Комплексний вплив електромагнітних, електродинамічних та термомеханічних сил може призводити до появи і розвитку мікротріщин, пошкодження ізоляції і виникнення серйозних дефектів. Все це, а також статистика відмов турбогенераторів в процесі експлуатації вимагають подальшого детального і глибокого вивчення цих процесів для всього діапазону маневрених режимів.

7. Наведені методика, математичні моделі та розроблені алгоритми і програма розрахунку відрізняється від існуючих більшим ступенем адекватності теплофізичних процесів, рішенням в тривимірній постановці крайової задачі і може бути використано при моделюванні різних аварійних ситуацій, при проектуванні нових типів турбогенераторів та модернізації діючих, може бути інтегрована в діючі системи оперативного контролю та технічної діагностики.

8. Надалі передбачається розширити розрахунок для визначення температурного поля в пакетах осердя статора і температурного поля в роторі турбогенератора. Також планується визначити діагностичні ознаки для діагностики закупорки порожнистих провідників обмотки статора і підвищених тепловиділень в осерді статора.

Список літератури

1. Виговський А.В. Основні проблеми розвитку атомної енергетики України та шляхи їхнього вирішення / А.В. Виговський // Проблеми безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля. – 2016. – Вип. 27. – С. 5 – 12.

2. Кенсіцький О.Г. Надійність генеруючого обладнання та перспективи розвитку атомної енергетики в Україні / О.Г. Кенсіцький, Г.М. Федоренко // Проблеми безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля. – 2016. – Вип. 26. – С. 69 – 74.

3. Журавлєв С.В. Характерные дефекты турбогенераторов, обнаруженные в эксплуатации / С.В. Журавлєв, Ю.Н. Самородов // Сб. докладов технического семинара «Совершенствование организации эксплуатации и повышение надёжности турбогенераторов». – М.: 2005. – С.21 – 26

4. Белов В.С. Диагностика режимов работы турбогенераторов и их систем охлаждения / В.С. Белов, А.Г. Золотых, К.С. Лобанов // «Электрические станции». – 2007 - №12. - С.61 – 65.

5. Иогансен, В.И. Мероприятия по повышению надёжности работы двухполюсных турбогенераторов мощностью 800 МВт и 1000 МВт, установленных на тепловых и атомных электростанциях / В.И. Иогансен, Н.Д. Пинчук, В.И. Шаров // Сб. докладов технического семинара «Совершенствование организации эксплуатации и повышение надёжности турбогенераторов». – М.: 2005. – С.40 – 46.

6. Поляков В.И. Диагностика технического состояния каналов водяного охлаждения и крепления стержней обмоток мощных турбогенераторов для продления срока их службы / В.И. Поляков // «Электрические станции». – 2001. - №10. - С.34 – 39.

7. О.В. Виговський. Діагностичні ознаки закупорки порожнистих провідників та підвищеного струму в елементарних провідниках обмотки статора // Ядерна енергетика та довкілля. - 2020. - № 1(16). - С. 19 - 30.

8. Выговский, А.В., Краснянская, Т.В. Моделирование стационарных и переходных тепловых процессов в обмотках статора мощных турбогенераторов типа ТВВ в трёхмерной постановке / А.В. Выговский, Т.В. Краснянская // Wschodnioeuropejskie Czasopismo Naukowe (East European Scientific Journal. – 2020. - 53 part 3. – С. 12 – 23.

9. Кенсіцький О.Г. Оцінка і аналіз додаткових втрат в стержнях обмотки статора потужної електричної машини / Кенсіцький О.Г., Виговський О.В. // Гідроенергетика України. – 2010. - № 2. – С. 18-21.

10. Виговський О.В. Визначення розподілу втрат і нагрівання пакетів осердя статора турбогенератора типу ТВВ-1000-2У3 атомних електростанцій / О.В. Виговський // Праці Інституту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. Випуск 25. – 2010. – С. 42-46.

11. Самородов Ю.Н. Диагностика эксплуатационного состояния изоляции крупных генераторов. Дисс. на соиск.учен.степени канд. техн. наук в форме научного доклада. -М.: ВНИИЭ, 1990.

A.V. Vyhovskiy, Candidate of Technical Sciences, Senior Researcher, ORCID 0000-0002-3325-0407
Institute for Safety Problems of Nuclear Power Plants
of the National Academy of Sciences of Ukraine
V.V. Chumak, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, ORCID 0000-0001-8401-7931
S.S. Tsyvinsky, Candidate of Technical Sciences, ORCID 0000-0002-2800-6709
National Technical University of Ukraine
Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute

DETERMINATION OF THE TEMPERATURE FIELD DISTRIBUTION IN THE WINDING RODS OF THE STATOR OF TURBOGENERATORS OF TYPE TVV FOR PURPOSES OF CONTROL AND DIAGNOSTICS

Turbogenerators were and remain the most unreliable element at nuclear power plants in Ukraine. The most dangerous disturbances in the operation of turbogenerators of the TVV type is complete or partial blockage of the hollow conductors of the stator winding. The systems of operational control and technical diagnostics today, in a number of cases, cannot cope with the identification of these phenomena. The complex application of adequate mathematical models, indications of the standard thermal control system and new diagnostic features give the opportunity with sufficient accuracy for practical purposes to detect blockages in the hollow conductors of the stator windings of these turbogenerators. The aim of the work is to develop a program for calculating the three-dimensional temperature field in the rods of the stator winding of a turbogenerator of the TVV-1000-2U3 type, taking into account the temperature field of the stator core, to carry out a test calculation and to compare the experimental and to calculated data. The problem is solved with the help of the finite difference method using the integro-interpolation method.

Key words: turbogenerator; stator winding; temperature field; mathematical model; electric machine.

References

1. O.V. Vyhovskiy, "The main problems of nuclear energy development in Ukraine and ways to solve them", Safety issues of nuclear power plants and Chernobyl, no. 27, pp. 5–12, 2016.
2. O.H. Kensytskyi, H.M. Fedorenko, "Reliability of generating equipment and prospects for the development of nuclear energy in Ukraine", Safety issues of nuclear power plants and Chernobyl, no. 26, pp. 69–74. 2016.
3. S.V. Zhuravljov, Yu.N. Samorodov "Typical defects of turbogenerators found in operation", Reports of the technical seminar « Improving the organization of operation and increasing the reliability of turbogenerators », pp. 21–26, 2005.
4. V.S. Belov, A.H. Zolotykh, K.S. Lobanov, "Diagnostics of operating modes of turbogenerators and their cooling systems", Electric stations, no. 12, pp. 61–65, 2007.
5. V.Y. Yohansen, N.D. Pynchuk, V.Y. Sharov, "Measures to increase the reliability of operation of two-pole turbogenerators with a capacity of 800 MW and 1000 MW installed at thermal and nuclear power plants", Reports of the technical seminar « Improving the organization of operation and increasing the reliability of turbogenerators », pp. 40–46, 2005.
6. V.Y. Poliakov, "Diagnostics of the technical condition of water cooling channels and fastening of winding rods of powerful turbogenerators to extend their service life", Electric stations, no. 10, pp. 34–39, 2001.
7. O.V. Vyhovskiy, "Diagnostic signs of blockage of empty conductors and an advanced strum in the elementary conductors of the stator winding", Nuclear energy and the environment, no. 1(16), pp. 19–30, 2020.
8. O.V. Vyhovskiy, T.V. Krasnianskaia, "Simulation of stationary and transient thermal processes in the stator windings of powerful turbogenerators of the TVV type in a three-dimensional setting", Wschodnioeuropejskie Czasopismo Naukowe (East European Scientific Journal), 53 part 3, pp. 12–23, 2020.
9. O.H. Kensytskyi, O.V. Vyhovskiy, "Estimation and analysis of additional losses in the stator winding rods of a powerful electric machine", Hydropower of Ukraine, no. 2, pp. 18–21, 2010.
10. O.V. Vyhovskiy, "Determination of loss distribution and heating of stator core packages of TVV-1000 turbogenerator core of nuclear power plants", The Proceedings of the Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, vol. 25, pp. 42–46, 2010.
11. Yu.N. Samorodov, "Diagnosis of the operational condition of the insulation of large generators", Ph.D. dissertation, Dept., Moscow, 1990.

Надійшла 16.08.2022
Received 16.08.2022