

О. В. Виговський*Інститут проблем безпеки АЕС НАН України, вул. Лисогірська, 12, Київ, 03028, Україна*

Діагностичні ознаки закупорки порожнистих провідників та підвищеного струму в елементарних провідниках обмотки статора турбогенераторів АЕС України

Ключові слова:

турбогенератор,
обмотка статора,
математична модель,
дефекти,
діагностичні ознаки.

Наведено статистику відмов турбогенераторів українських АЕС за період 2011–2017 рр. Розроблено методику, математичні моделі, алгоритм і програму для виконання на персональному комп'ютері розрахунку тривимірного температурного поля обмотки статора турбогенераторів потужністю 1000 МВт типу ТВВ у стаціонарних та перехідних режимах експлуатації. Для порівняння з експериментальними даними було виконано нестационарний (для пуску) і стаціонарний розрахунок нагріву стержнів обмотки статора турбогенератора потужністю 1000 МВт типу ТВВ-1000-2УЗ. Порівняння експериментальних та розрахункових даних показало, що вони відрізняються менш ніж на 5 %, що свідчить про адекватність розроблених методик, математичних моделей, алгоритмів і програми розрахунку. Для визначення діагностичних ознак технічного стану обмоток статора було проведено розрахунок тривимірного температурного поля обмоток турбогенераторів типів ТВВ-1000-2УЗ і ТВВ-1000-4УЗ при зміні навантаження від нуля до номінального. Було визначено діагностичні ознаки, за допомогою яких можливо надійно та ефективно діагностувати появу та розвиток дефекту у стержнях обмотки статора турбогенераторів.

На чотирьох АЕС України експлуатуються 15 енергоблоків з водо-водяними енергетичними реакторами (ВВЕР), у складі яких встановлено 17 турбогенераторів загальною потужністю 13,880 ГВт [1]. Усі вказані турбогенератори належать до серії ТВВ (виробництва ВАТ «Силові машини», Росія) та відповідають трьом типам: ТВВ-220-2АУЗ, ТВВ-1000-2УЗ, ТВВ-1000-4УЗ. Відповідно до Енергетичної стратегії України до 2035 р. передбачається створення нових ядерних енергоблоків як на уже існуючих, так і на нових промислових майданчиках [2], тому доцільним є визначення оптимальної одиничної потужності енергоблоків та технічних характеристик їхнього обладнання.

Безпека, надійність та ефективність експлуатації енергоблока АЕС у цілому залежить від показників

надійності кожного елемента технологічного ланцюга перетворення енергії «ядерний реактор — парогенератор — турбіна — генератор — блоковий трансформатор». Значна частка інцидентів (від 30 до 70 %) [3] на українських АЕС, пов'язаних із незапланованими відключеннями від мережі та зниженням навантаження енергоблоків, викликана недостатньою надійністю електротехнічного обладнання. Найбільша частка недовиробітку електроенергії через відмови електротехнічного обладнання припадає на турбогенератори (до 70–80 %) [3]. Відмови турбогенераторів енергоблоків українських АЕС за період 2011–2017 рр. наведено в табл. 1 [4–6]. Як видно з таблиці, надійність (властивість технічних об'єктів зберігати у встановлених межах часу значення всіх параметрів, які характе-

© О. В. Виговський, 2020

Таблиця 1. Відмови турбогенераторів енергоблоків українських АЕС за період 2011–2017 рр.

Тип турбогенератора	Кількість на АЕС України	Кількість відмов за роками							Усього відмов за 2011–2017	Показник відмови на вироблений МВт·год·10 ⁸
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017		
TBB-220-2AY3	4	2	0	0	0	0	0	0	2	3,71
TBB-1000-2Y3	5	0	1	0	1	1	2	2	7	2,28
TBB-1000-4Y3	8	2	1	0	2	0	3	3	11	2,24

ризують здатність виконувати потрібні функції в заданих режимах та умовах застосування, технічного обслуговування, зберігання та транспортування) турбогенераторів потужністю 1000 МВт значно нижча, ніж турбогенераторів потужністю 220 МВт.

Так, наприклад, під час пускових випробувань 14.08.2019 р. ТГ-1 Хмельницької АЕС відбулося пошкодження верхнього стержня № 41D обмотки статора. Показники датчика зливу дистилату зі стержня № 41D були нестабільні, і різниця у $>20^{\circ}\text{C}$ виникала короткочасно і періодично.

Таким чином, низька надійність турбогенераторів потужністю 1000 МВт є суттєвим чинником, який впливає на безпеку, надійність та ефективність експлуатації енергоблоків АЕС України. Простий турбогенератора АЕС потужністю 1000 МВт — це економічні втрати у 480 000 USD за добу тільки від недовиробітку електроенергії.

У турбогенераторах типу ТВВ із безпосереднім охолодженням обмоток статора водою відмови, пов'язані з порушенням циркуляції води у стержнях обмотки, за питомою вартістю поступаються лише відмовам, першопричиною яких є розпушування крайніх пакетів осердя статора. У деяких випадках дефект припинення циркуляції води в обмотці виявляється лише тоді, коли процес руйнування ізоляції досягає останньої стадії свого розвитку — відбувається пробій корпусної ізоляції.

Важливим шляхом забезпечення надійної, безпечної та ефективної експлуатації турбогенераторів АЕС, підвищення напруження на відмову, підвищення до світового рівня коефіцієнтів готовності є контроль та діагностика технічного стану. Завдання технічної діагностики полягає у визначенні дійсного стану машини в умовах експлуатації або під час заводського контролю для своєчасного виявлення (або передбачення) окремих несправностей та встановлення причин їхнього виникнення. Найважливішим завданням систем технічної діагностики турбо-

генератора є виявлення можливих дефектів на ранній стадії виникнення. Результати діагностики повинні дозволяти запобігти раптовій відмові та бути підставою для прийняття рішення про подальшу експлуатацію турбогенератора та характер майбутнього ремонту або технічного обслуговування.

Для проведення оперативної діагностики технічного стану обмотки статора турбогенератора необхідно визначити діагностичні ознаки технічного стану цієї обмотки для перехідних режимів. Для вирішення такої проблеми було поставлено і розв'язано нову польову задачу розрахунку тривимірного температурного поля обмотки статора турбогенераторів типу ТВВ у перехідних режимах експлуатації.

Розрахункову схему обрано для двох витків обмотки статора, верхній і нижній стержні яких розміщуються в одному пазу (рис. 1). Як відомо, для турбогенераторів типу ТВВ потужністю 1000 МВт стержні кожного витка, розташовані в різних пазах, сполучені послідовно за струмом і паралельно за водою-дистилатом. Верхній і нижній стержні в поперечному перерізі розбито на ділянки таким чином, аби

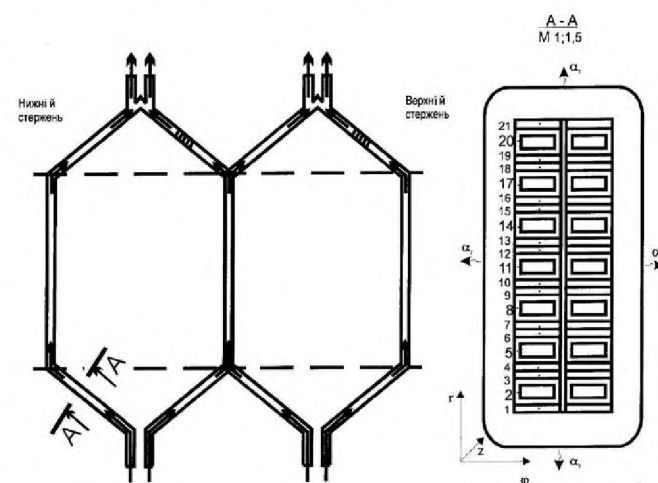


Рис. 1. Розрахункова схема обмотки статора турбогенератора типу ТВВ-1000-2Y3

виділити кожний елемент та елементарний провідник як елементарний об'єм (вузол сітки). Розрахункова модель дає можливість визначити підігрів води в кожному порожнистому провіднику, урахувати транспозицію стержня в пазовій і лобовій частинах. Для пазової частини описано тепловий зв'язок із осердям (сталлю) статора, температура якого спільно з обмоткою статора розраховується у вигляді тривимірного поля. Аналогічно описано тепловий зв'язок лобових частин обмотки з охолоджуючим газом, підігрів якого також розраховується. Під час розрахунку передбачено врахування залежності від температури теплофізичних параметрів міді і холодоагентів, а також втрат потужності у міді.

При математичному описі температурного поля прийнято такі припущення:

1. З огляду на наявність транспозиції в пазовій частині стержня на 540° і на 360° у лобовій частині, а також урахування результати експериментальних досліджень, приймається рівномірний розподіл тепловиділення вздовж висоти стержнів.

2. Припускається рівномірний розподіл тепловиділення вздовж довжини лобових частин.

3. Елементи розрахункової області розглядаються як однорідні анізотропні тіла з усередненими теплофізичними параметрами матеріалів, які залежать від температури.

4. Залежність теплофізичних параметрів (коефіцієнтів теплопровідності, питомої густини, теплоємності) матеріалів обмотки й осердя статора від температури враховуються за допомогою відповідних аналітичних залежностей.

5. Електромагнітні втрати в обмотці, які виділяються у вигляді тепла, і теплофізичні параметри (коефіцієнти теплопровідності, питомої густини та теплоємності) обмотки й осердя статора на першому етапі задаються для очікуваної температури, а потім уточнюються в процесі розрахунку залежно від температури на кожному часовому або ітераційному кроках.

6. Коефіцієнти тепловіддачі з охолоджувальних поверхонь визначаються за відповідними критеріальними залежностями.

7. Під час вибору розрахункової області передбачається, що існує симетрія та періодична повторюваність елементів конструкції обмотки й осердя статора, їхніх теплофізичних властивостей, умов охолодження та тепловиділень по колу статора. Наявність неоднорідності й асиметрії параметрів по колу, особливо на стику фазних зон, може бути визначена розрахунком виділених областей з наступним «зшиванням» методом послідовних наближень.

8. Граничні умови на межах дотичних поверхонь описуються наступним чином. Як відомо, між дотичними поверхнями в області контакту процес теплопередачі має складний характер. Тому використовуючи метод еквівалентування, зручно розглядати еквівалентні коефіцієнт теплопередачі контакту λ_k (Вт/(м²·К)) і термічну провідність теплопередачі Λ_k (Вт/К), $\Lambda_k = F_k \lambda_k$ (де F_k — площа контакту). Тоді на межі дотичних поверхонь має місце рівність теплових потоків

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

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

де θ_i, θ_j — температури в області аналізу; λ — коефіцієнт теплопровідності розрахункової області, Λ_k — термічна провідність теплопередачі, ξ — приріст координати.

9. Передбачається, що межа та граничні умови розрахункової області математично гладкі.

З урахуванням вищенаведених припущень опис температурного поля виконано за допомогою системи диференціальних рівнянь теплопровідності, рівнянь підігріву холодоагенту, початкових і граничних умов I–IV роду:

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

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

де c, ρ, λ — питома теплоємність, щільність і коефіцієнт теплопровідності розрахункової області, θ — температури в області аналізу, l — відповідна просторова координата, F_i, b_i — площа поперечного перерізу та ширина i -го охолоджувального каналу відповідно, α_{xi}, c_{xi} — коефіцієнт тепловіддачі та питома теплоємність холодоагенту відповідно.

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

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

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

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

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

де θ — температура в області аналізу, x, y, z — відповідні просторові координати, r, φ — відповідні циліндричні координати, Q_i — витрата холодоагенту у відповідному i -му каналі, F_i, b_i — площа поперечного перерізу та ширина i -го охолоджуючого каналу відповідно, l — відповідна просторова координата, α_{xi}, c_{xi} — коефіцієнт тепловіддачі та питома теплоємність холодоагенту відповідно, c, ρ, λ — питома теплоємність, щільність і коефіцієнт теплопровідності розрахункової області.

Граничні умови запишемо як

$$\theta_{xi} = \pm \frac{\lambda_M}{\alpha_{xi}} \frac{\partial \theta}{\partial l_i}$$

для охолоджуючих каналів порожнистих провідників;

$$\theta_{xi} = \pm \frac{\lambda_3}{\alpha_{xi}} \frac{\partial \theta}{\partial l_i}$$

для зовнішніх теплообмінних поверхонь обмотки статора, її лобових частин та пакетів осердя статора;

$$\begin{aligned} \pm \lambda_i \frac{\partial \theta_i}{\partial n} (\xi - 0) = \Lambda_k [\theta_i(\xi + 0) - \theta_j(\xi - 0)] \text{ і} \\ \Lambda_k [\theta_i(\xi + 0) - \theta_j(\xi - 0)] = \pm \lambda_j \frac{\partial \theta_j}{\partial n} (\xi + 0) \end{aligned}$$

на межі дотичних поверхонь елементів обмотки.

Розглянута задача в загальному вигляді є нелінійною, оскільки необхідно враховувати нелінійні за-

лежності коефіцієнтів теплопровідності, густини, теплоємності та електричного опору від температури. Вирішення задачі здійснюється кінцево-різницевиими методами у тривимірній (просторовій) постановці. Кінцево-різницева апроксимація задачі виконана за допомогою інтегро-інтерполяційного методу. Спочатку проведена дискретизація вихідних диференціальних рівнянь, у результаті створена система нелінійних алгебраїчних рівнянь (нелінійна різницева схема). Далі в межах відповідних об'ємів проведена кускова лінеаризація й усереднення теплофізичних параметрів для температури на кожному ітераційному кроці. Передбачається, що розглянута крайова задача є коректною, тобто вона має рішення і тільки одне, яке безперервно залежить від вхідних даних.

Апроксимація задачі здійснюється у два етапи: спочатку за просторовими змінними, а потім за часом. За просторовими змінними вузли та елементи розглянутої області розбиваються на N -у кількість елементарних об'ємів. Використовуючи результати побудови різницевої схеми задачі теплопровідності, за допомогою інтегро-інтерполяційного методу рівняння теплопровідності для внутрішнього n -го елементарного об'єму представлено у вигляді рівняння теплового балансу

$$\begin{aligned} c_n \rho_n V_n \frac{\partial \theta}{\partial t} = (\theta_{n+1} - \theta_n) \Lambda_{n+1,n} + \\ + (\theta_{n-1} - \theta_n) \Lambda_{n-1,n} + \dots + q_n \cdot V_n, \\ n = 1, 2, \dots, N, \end{aligned} \quad (7)$$

де $\Lambda_{n\pm j,n}$ — взаємна теплова провідність до сусіднього елементарного об'єму (вузла).

Аналогічно можна записати в кінцево-різницевому вигляді рівняння теплового балансу для граничного елементарного об'єму, беручи до уваги провідності, обумовлені тепловіддачею до холодоагенту $\Lambda_{an} = \alpha_n F_n$, де α_n — коефіцієнт тепловіддачі, F_n — площа поверхні теплообміну.

У результаті приходимо до диференціального рівняння за часом і різницевого рівняння за просторовими змінними. У правій частині наявні безперервні складові (теплові потоки), в яких в явному вигляді відсутні точки (лінії) розриву теплофізичних параметрів. Таким чином, за допомогою інтегро-інтерполяційного методу одержуємо однорідну диференційно-різницеву схему (у тому числі й для ділянок підігріву (охолодження) холодоагенту в охолоджуючих каналах і областях). Потім проводиться

різницева апроксимація частинних похідних за часом. Розрахункові формули для визначення температури n -го вузла в наступний момент часу t^{j+1} мають вигляд

$$\theta_n^{j+1} = \left(\sum \theta_i \Lambda_{n\pm 1, n} + q_n^j v_n + \theta_n^j \left(F_{0_n} - \sum_{i=1}^6 \Lambda_{n\pm 1, n} \right) \right) / F_{0_n}, \quad (8)$$

де $F_{0_n} = V_n c_n \gamma_n / t_j$.

Рішення буде стійким при виконанні умови

$$F_{0_n} - \sum_{i=1}^6 \Lambda_{n\pm 1, n} \geq 0.$$

На кожному часовому та ітераційному кроках уточнюються значення теплофізичних параметрів міді та втрат у міді, що задаються у вигляді функцій від температури за такими залежностями:

$$\lambda_{cu} = 400 \cdot (1 - 1,8 \cdot 10^{-4} \theta) \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}, \quad (9)$$

$$c_{cu} = 389 \cdot (1 + 1,7 \cdot 10^{-2} \theta + 0,6 \cdot 10^{-6} \theta^2) \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}, \quad (10)$$

$$\gamma_{cu} = 1,68 \cdot 10^{-8} (1 + 4,33 \cdot 10^{-3} \theta + 4,53 \cdot 10^{-7} \theta^2) \text{ (Ом} \cdot \text{м}^2)/\text{м}, \quad (11)$$

$$\rho_{cu} = \frac{8800}{(1 + \alpha_{\text{лр}} \theta)^5} \text{ кг/м}^3, \quad (12)$$

де коефіцієнт лінійного розширення

$$\alpha_{\text{лр}} = 1,67 \cdot 10^{-6} + 3,8 \cdot 10^{-9} \theta + 1,5 \cdot 10^{-12} \cdot \theta^2.$$

При використанні описаних вище методики, алгоритмів і математичних моделей розроблено програму для виконання на ПК розрахунку тривимірного температурного поля обмотки статора турбогенераторів потужністю 1000 МВт у стаціонарних та перехідних режимах. Програма побудована за структурно-модульним принципом, здійснює розрахунки температур та інших теплофізичних параметрів (питомих теплових потоків, питомих тепловиділень тощо) у вузлах (точках) розрахункової схеми, автоматичний вибір кроків дискретизації згідно з просторовими координатами і за часом. Розроблена програма дозволяє розглядати різноманітні стаціонарні і нестационарні режими нагрівання стержнів обмотки статора потужних турбогенераторів з урахуванням: підігріву води вздовж довжини стержня обмотки; залежності теплофізичних параметрів (теплоємність, щільність, коефіцієнт теплопровідності) міді та холодоагентів від температури; залежності втрат у міді від температури; часткової закупорки або припинення циркуляції води в одному або декількох порожнистих провідниках. Передбачено моделювання термометрів опору, які знаходяться в пазах.

Блок-схему програми розрахунку наведено на рис. 2.

В якості тестового розрахунку для порівняння з експериментальними даними виконано нестационарний (для пуску) і стаціонарний розрахунок нагріву стержнів обмотки статора турбогенератора потужністю 1000 МВт типу ТВВ-1000-2У3. Для порівняння було використано дані теплових випробувань турбогенератора вказаного типу Рівненської АЕС (№ 5).

Для розрахунку було задано такі значення експериментального режиму: активна потужність $P = 946,2$ МВт; напруга $U = 24,2$ кВ; $\cos \varphi = 0,994$; струми фаз статора 22,5 кА, 22,5 кА і 21,8 кА; середнє значення 22,3 кА; температура холодного дистилату 38 °С; середня температура охолоджуючого газу (водню) 33 °С; тиск водню $p = 5$ кПа. Також було задано коефіцієнти тепловіддачі в порожнистих каналах провідників стержнів обмотки статора (до води), які дорівнюють 15 000 Вт/(м² · К).

Експериментальні значення температури й підігріву гарячого дистилату становлять 52,5 і 14,5 °С, а розрахункові — 53,6 і 15,0 °С; вони відрізняються між собою на 2,1 і 3,4 % відповідно. При безпосередньому рідинному охолодженні температура порожнистих мідних провідників незначно відрізняється

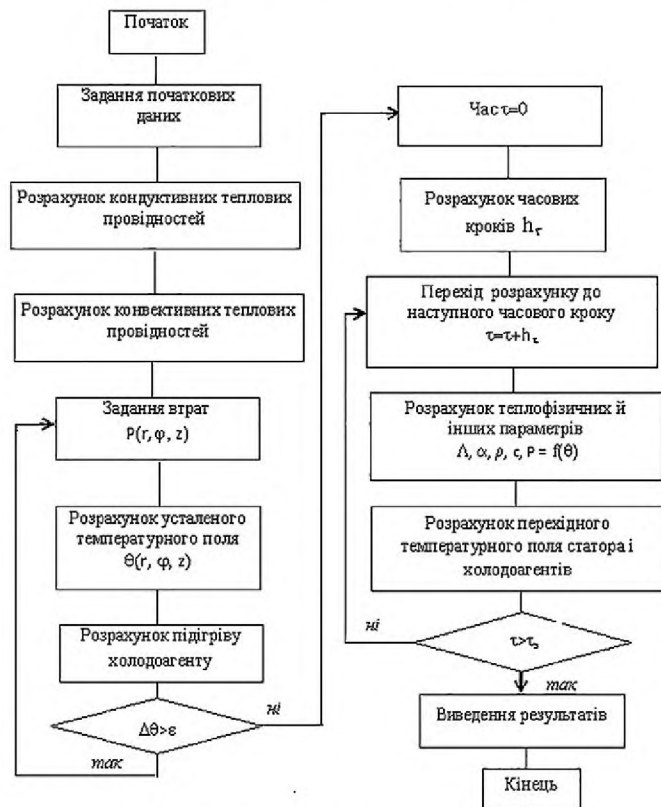


Рис. 2. Блок-схема програми розрахунку тривимірного температурного поля обмотки статора

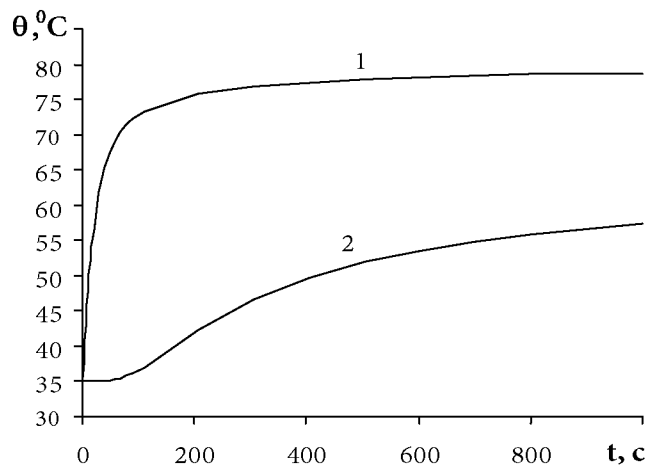


Рис. 3. Результати нагрівання верхнього стержня обмотки статора та термометра опору турбогенератора типу ТВВ-1000-2УЗ при зміні навантаження від нуля до номінального: 1 — температура провідника в пазу перед виходом з останнього; 2 — показання датчика температури під клином

від температури охолоджуючої води. Так, у перерізі на виході з нижнього стержня максимальна температура гарячої води становить 50,3 °С, а температура порожнистих мідних провідників перебуває в інтервалі 50,8–50,9 °С. За даними автоматизованої системи контролю (АСКР), значення температур за термометрами опору, які розташовані в пазу на бічній поверхні нижнього стержня, перебувають в інтервалі 34,0–48,0 °С. Розрахункове значення показів відповідного термометра 42,9 °С.

Для верхніх стержнів експериментальні значення показів термометрів опору, які розташовані під

клином, перебувають в інтервалі 40,6–48,7 °С, а розрахункове — 48,2 °С. Дані експерименту й розрахунку практично збігаються (відрізняються менше, ніж на 5 %). Це свідчить про достовірність розроблених методик, математичних моделей, алгоритмів і програми розрахунку.

З використанням розробленої програми були проведені розрахунки тривимірного температурного поля обмоток статора турбогенераторів потужністю 1 000 МВт у двополюсному виконанні типу ТВВ-1000-2УЗ та чотириполюсному виконанні типу ТВВ-1000-4УЗ при зміні навантаження від нуля до номінального значення для визначення діагностичних ознак технічного стану вказаних обмоток.

Розглянемо результати розрахунків теплового стану і визначення діагностичних ознак температурно-часових залежностей нагрівання верхнього стержня обмотки статора двополюсного турбогенератора потужністю 1 000 МВт типу ТВВ-1000-2УЗ. На рис. 3 наведено результати нагрівання верхнього стержня обмотки під час пуску турбогенератора при зміні навантаження від нуля до номінального. За нагрівання під час пуску відбувається значне запізнювання нагрівання термометра опору порівняно з мідними провідниками стержня. Змінення показів термометра опору на 10 % від усталеного значення досягається через 115 с (мідного провідника — через 4 с).

У табл. 2 наведено результати опрацювання розрахункових температурно-часових залежностей нагрівання мідного порожнистого провідника та термометра опору (розташованого під клином) у пазу

Таблиця 2. Параметри температурно-часових залежностей нагріву мідного порожнистого провідника та термометра опору в пазу верхнього стержня обмотки статора турбогенератора типу ТВВ-1000-2УЗ за часткової та повної закупорки

Коефіцієнт часткової закупорки $K_{\text{зак}} = S_{\text{зак}}/S_{\text{ном}}$	Мідний порожнистий провідник верхнього стержня обмотки			Показання термометра опору	
	Початкова похідна $d\theta_{\text{м}}/dt _{t=0}$, °C/c	Постійна часу регулярного режиму $T_{\text{м1}}$, с	Час початку регуляризації t_{**} , с	Початкова похідна $d\theta_{\text{д}}/dt _{t=0}$, °C/c	Постійна часу регулярного режиму $T_{\text{д1}}$, с
0	1,55	43,0	2,2	0,025	254,0
0,3	1,55	48,2	12,0	0,025	256,4
0,5	1,55	55,4	23,1	0,025	260,4
0,6	1,55	62,0	30,8	0,025	264,0
0,7	1,55	72,8	41,2	0,025	269,6
0,8	1,55	91,8	53,2	0,025	279,2
Повна закупорка	1,55	143,8	68,1	0,025	302,8

верхнього стержня обмотки статора залежно від часткової та повної закупорки порожнистого провідника при пуску турбогенератора й зміні навантаження від нуля до номінального для визначення таких параметрів: початкової похідної $d\theta/dt|_{t=+0}$, постійної часу регулярного режиму T_1 , часу початку регуляризації t_{**} .

Як показують результати опрацювання температурно-часових залежностей згідно з визначенням їхніх параметрів при частковій і повній закупорці порожнистих провідників стержнів обмотки статора, постійна часу регулярного режиму і час початку регуляризації істотно зростають як для мідного порожнистого провідника, так і для термометра опору, встановленого в пазу під клином, а початкові похідні (провідника й термометра опору) не змінюються. Так, для незакупореного порожнистого провідника $T_{м1} = 43,0$ с, $t_{**} = 2,2$ с, $d\theta_{м}/dt|_{t=+0} = 1,55$, $T_{д1} = 254$ с, $d\theta_{д}/dt|_{t=+0} = 0,025$; у разі часткової закупорки порожнистого провідника $K_{зак} = 0,8$: $T_{м1} = 91,8$ с, $t_{**} = 53,2$ с, $d\theta_{м}/dt|_{t=+0} = 1,55$, $T_{д1} = 279,2$ с, $d\theta_{д}/dt|_{t=+0} = 0,025$.

У табл. 3 наведено результати опрацювання розрахункових температурно-часових залежностей нагрівання мідного порожнистого провідника та термометра опору (розташованого під клином) у пазу верхнього стержня обмотки статора залежно від підвищеного струму порожнистого провідника при пуску турбогенератора та зміні навантаження

від нуля до номінального для визначення наступних параметрів: початкової похідної $d\theta/dt|_{t=+0}$, постійної часу регулярного режиму T_1 , часу початку регуляризації t_{**} .

Результати опрацювання температурно-часових залежностей згідно з визначенням їхніх параметрів залежно від підвищеного струму порожнистих провідників стержнів обмотки статора свідчать, що постійна часу регулярного режиму і час початку регуляризації не змінюються як для мідного порожнистого провідника, так і для термометра опору, встановленого в пазу під клином, а початкові похідні (провідника і термометра опору) істотно зростають. Так, для незакупореного порожнистого провідника за номінального струму маємо: $T_{м1} = 43,0$ с, $t_{**} = 2,2$ с, $d\theta_{м}/dt|_{t=+0} = 1,55$, $T_{д1} = 254$ с, $d\theta_{д}/dt|_{t=+0} = 0,025$; у разі зростання струму порожнистого провідника $I/I_n = 1,5$: $T_{м1} = 43,0$ с, $t_{**} = 2,2$ с, $d\theta_{м}/dt|_{t=+0} = 3,48$, $T_{д1} = 254$ с, $d\theta_{д}/dt|_{t=+0} = 0,0274$.

Розглянемо результати розрахунків теплового стану і визначення діагностичних ознак температурно-часових залежностей нагрівання верхнього стержня обмотки статора чотириполюсного турбогенератора потужністю 1000 МВт типу ТВВ-1000-4У3. На рис. 4 показано результати нагрівання верхнього стержня обмотки при зміні навантаження від нуля до номінального. При нагріван-

Таблиця 3. Параметри температурно-часових залежностей за підвищеного струму порожнистого провідника обмотки статора турбогенератора типу ТВВ-1000-2У3

I/I_n	Мідний порожнистий провідник верхнього стержня обмотки			Показання термометра опору	
	Початкова похідна $d\theta_{м}/dt _{t=+0}$, °C/с	Постійна часу регулярного режиму $T_{м1}$, с	Час початку регуляризації t_{**} , с	Початкова похідна $d\theta_{д}/dt _{t=+0}$, °C/с	Постійна часу регулярного режиму $T_{д1}$, с
1,0	1,55	43,0	2,2	0,025	254,0
1,05	1,65	43,0	2,2	0,0251	254,0
1,1	1,81	43,0	2,2	0,0254	254,0
1,2	2,21	43,0	2,2	0,0259	254,0
1,3	2,6	43,0	2,2	0,0264	254,0
1,4	3,03	43,0	2,2	0,0269	254,0
1,5	3,48	43,0	2,2	0,0274	254,0

ні під час пуску відбувається значне запізнювання нагріву термометра опору в порівнянні з мідними провідниками стержня. Зміна показників термометра опору на 10 % від усталеного значення досягається через 108 с (мідного провідника — через 3,8 с).

У табл. 4 наведено результати опрацювання розрахункових температурно-часових залежностей нагрівання мідного порожнистого провідника та термометра опору (розташованого під клином) у пазу верхнього стержня обмотки статора залежно від часткової і повної закупорки порожнистого провідника під час пуску турбогенератора та зміни навантаження від нуля до номінального для визначення їхніх параметрів.

З результатів опрацювання температурно-часових залежностей згідно з визначенням їхніх параметрів у разі часткової і повної закупорки порожнистих провідників стержнів обмотки статора можна зробити висновок, що постійна часу регулярного режиму і час початку регуляризації істотно зростають як для мідного порожнистого провідника, так і для термометра опору, встановленого в пазу під клином, а початкові похідні (провідника та термометра опору) не змінюються. Так, для незакупореного порожнистого провідника $T_{м1} = 41,2$ с, $t_{**} = 2,18$ с, $d\theta_m/dt|_{t=0} = 1,55$, $T_{д1} = 253$ с, $d\theta_d/dt|_{t=0} = 0,0263$; при частковій закупорці порожнистого провідника $K_{зак} = 0,8$: $T_{м1} = 88,1$ с, $t_{**} = 52,8$ с, $d\theta_m/dt|_{t=0} = 1,55$, $T_{д1} = 278,7$ с, $d\theta_d/dt|_{t=0} = 0,0263$.

У табл. 5 наведено результати опрацювання розрахункових температурно-часових залежностей нагрівання мідного порожнистого провідника та тер-

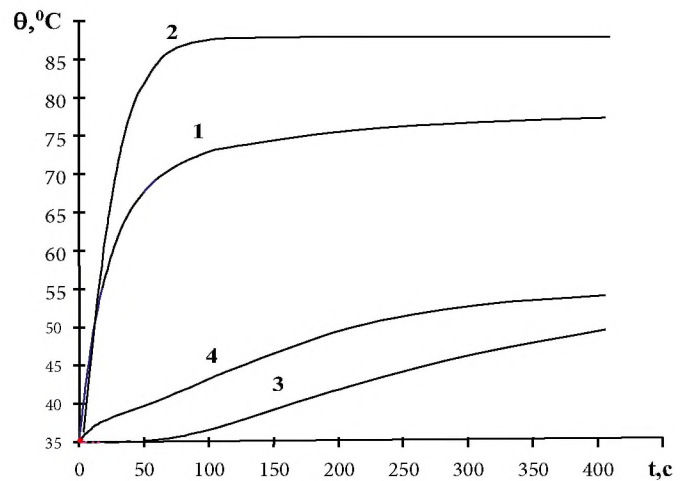


Рис. 4. Результати нагрівання верхнього стержня обмотки та термометра опору турбогенератора типу ТВВ-1000-4УЗ при зміні навантаження від нуля до номінального: 1 — провідник у пазу перед виходом з нуля; 2 — провідник із максимальною температурою (у лобовій частині); 3 — показання датчика температури під клином; 4 — поверхневий прошарок ізоляції в лобовій частині, що відповідає поперечному перетину з максимальною температурою

мометра опору (розташованого під клином) у пазу верхнього стержня обмотки статора залежно від підвищеного струму порожнистого провідника при пуску турбогенератора типу ТВВ-1000-4УЗ і зміні навантаження від нуля до номінального значення для визначення їхніх параметрів.

Як видно з табл. 5, постійна часу регулярного режиму і час початку регуляризації не змінюються

Таблиця 4. Параметри температурно-часових залежностей нагріву мідного порожнистого провідника та термометра опору в пазу верхнього стержня обмотки статора турбогенератора типу ТВВ-1000-4УЗ при частковій і повній закупорці

Коефіцієнт часткової закупорки $K_{зак} = S_{зак}/S_{ном}$	Мідний порожнистий провідник верхнього стержня обмотки			Показання термометра опору	
	Початкова похідна $d\theta_m/dt _{t=0}$, °C/c	Постійна часу регулярного режиму $T_{м1}$, с	Час початку регуляризації t_{**} , с	Початкова похідна $d\theta_d/dt _{t=0}$, °C/c	Постійна часу регулярного режиму $T_{д1}$, с
0	1,55	41,2	2,18	0,0263	253,0
0,3	1,55	45,9	12,0	0,0263	254,9
0,5	1,55	52,8	23,1	0,0263	260,5
0,6	1,55	59,0	30,8	0,0263	263,7
0,7	1,55	69,3	41,2	0,0263	269,2
0,8	1,55	88,1	53,2	0,0263	278,7
Повна закупорка	1,55	142,3	66,1	0,0263	298,0

Таблиця 5. Параметри температурно-часових залежностей при підвищеному струмі порожнистого провідника обмотки статора турбогенератора типу ТВВ-1000-4УЗ

I/I_n	Мідний порожнистий провідник верхнього стержня обмотки			Показання термометра опору	
	Початкова похідна $d\theta_m/dt _{t=+0}$, °C/c	Постійна часу регулярного режиму T_{m1} , с	Час початку регуляризації t_{**} , с	Початкова похідна $d\theta_d/dt _{t=+0}$, °C/c	Постійна часу регулярного режиму T_{d1} , с
1,0	1,55	41,2	2,18	0,0263	253,0
1,05	1,71	41,2	2,18	0,0265	253,0
1,1	1,88	41,2	2,18	0,0266	253,0
1,2	2,25	41,2	2,18	0,0268	253,0
1,3	2,63	41,2	2,18	0,0270	253,0
1,4	3,04	41,2	2,18	0,0273	253,0
1,5	3,50	41,2	2,18	0,0276	253,0

як для мідного порожнистого провідника, так і для термометра опору, установленого в пазу під клином, а початкові похідні (провідника і термометра опору) істотно зростають. Так, для незакупореного порожнистого провідника при номінальному струмі $T_{m1} = 41,2$ с, $t_{**} = 2,18$ с, $d\theta_m/dt|_{t=+0} = 1,55$, $T_{d1} = 253$ с, $d\theta_d/dt|_{t=+0} = 0,0263$; при зростанні струму порожнистого провідника $I/I_n = 1,5$: $T_{m1} = 41,2$ с, $t_{**} = 2,18$ с, $d\theta_m/dt|_{t=+0} = 3,5$, $T_{d1} = 253$ с, $d\theta_d/dt|_{t=+0} = 0,0276$.

Таким чином, за результатами опрацювання інформації засобів штатного термоконтролю можливо ефективно та надійно діагностувати часткову і повну закупорку порожнистих провідників обмотки статора або підвищений струм в елементарних провідниках цієї обмотки, зокрема виткові замикання. Параметри опрацювання температурно-часових залежностей, такі як початкова похідна $d\theta/dt|_{t=+0}$, постійна часу регулярного режиму T_1 і час початку регуляризації t_{**} , можуть бути використані як діагностичні ознаки появи та розвитку дефекту. На АЕС випробування можуть проводитися під час планових пусків, зміни навантаження або розвантаження енергоблока.

Висновки

Турбогенератори потужністю 1 000 МВт українських АЕС мають недостатню надійність, що є суттєвим чинником, що впливає на безпеку, надійність та ефективність експлуатації енергоблоків. Одним із важливих шляхів забезпечення надійної, безпечної та ефективної експлуатації турбогенераторів АЕС, продовження ресурсу, підвищення напруження

на відмову, підвищення до світового рівня коефіцієнтів готовності є контроль та діагностика їхнього технічного стану. Питанням температурного контролю і температурної діагностики стержнів обмоток з безпосереднім охолодженням в концептуальному і технічному плані приділяється серйозна увага.

Однак проблема досі не вирішена. Нормативні методи контролю мають низьку ефективність виявлення закупорок порожнистих провідників стержнів обмоток статора [8]. Використання штатної системи теплового контролю також є малоефективним для виявлення локальних перегрівів у стержнях обмотки статора. Термометри опору встановлені в обмеженій кількості місць на зовнішній поверхні ізоляції стержнів, вони є розподіленими по поверхні і, отже, вимірюють усереднене значення температури в місці розташування і не можуть безпосередньо контролювати температуру в найбільш нагрітих місцях обмотки, тим більше, що розміщення локальних перегрівів змінюється зі зміною режимів роботи турбогенератора. У зв'язку з цим моделювання теплових процесів для контролю і діагностики дефектів у стержні статора потужних турбогенераторів ТЕС і АЕС, розробка математичних моделей теплового стану стержня, розробка алгоритмів і програм, отримання вихідних даних за параметрами теплопередачі і додатковими втратами в стержні, набувають все більшого значення.

Розроблені математичні моделі, методики, алгоритми і програми розрахунку відрізняються від використовуваних і відомих сьогодні за такими параметрами: істотно більший ступінь адекватності реальним фізичним процесам;

вирішення усіх польових задач теплообміну (теплопередачі) у просторовій (тривимірній) постановці; більш повне урахуванням фізико-технічних чинників;

висока точність розрахунку (похибка математичного розрахунку $\leq (0,2 \div 1,0) \%$);

використання сучасних методів, що базуються на методах редукції до стрічкових різницевоїх схем (матрицях).

Комплексне використання даних показників 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.

Відмови, пов'язані з порушенням циркуляції води у стержнях обмотки статора в турбогенераторах із безпосереднім охолодженням цих обмоток водою, за вартістю поступають лише відмовам, першопричиною яких є розпушування крайніх пакетів осердя статора. У деяких випадках дефект припинення циркуляції води в обмотці виявляється лише тоді, коли процес руйнування ізоляції досягає останньої стадії свого розвитку — відбувається пробій корпусної ізоляції.

Визначено діагностичні ознаки технічного стану обмотки статора в перехідних режимах експлуатації турбогенераторів типів ТВВ-1000-2УЗ та ТВВ-1000-4УЗ з метою діагностування часткової і повної закупорки порожнистих провідників обмотки статора та підвищеного струму в елементарних провідниках цієї обмотки, зокрема виткових замикань. Для цього з використанням розроблених методики, алгоритмів і математичних моделей було створено програму розрахунку на комп'ютері тривимірного температурного поля обмотки статора турбогенераторів потужністю 1 000 МВт типу ТВВ у стаціонарних та перехідних режимах експлуатації.

За допомогою розробленої програми для порівняння з експериментальними даними виконано нестаціонарний (для пуску) і стаціонарний розрахунок нагрівання стержнів обмотки статора турбогенератора потужністю 1 000 МВт типу ТВВ-1000-2УЗ. Для порівняння розрахункових і експериментальних даних було використано дані теплових випробувань турбогенератора вказаного типу Рівненської АЕС. Розрахункові дані, зокрема температури й підігріву гарячого дистилату, температура гарячої води, показники термометрів опору, які розташовані в пазу на

бічній поверхні нижнього стержня, відрізняються від експериментальних не більше, ніж на 5 %, що свідчить про адекватність розроблених методик, математичних моделей, алгоритмів і програми розрахунку.

Для визначення діагностичних ознак закупорки порожнистих провідників та підвищеного струму в елементарних провідниках обмотки статора турбогенераторів було проведено розрахунки тривимірного температурного поля цих обмоток турбогенераторів потужністю 1 000 МВт у дво- та чотириполюсному виконанні при зміні навантаження від нуля до номінального значення. Проведено опрацювання розрахункових температурно-часових залежностей нагрівання верхнього стержня обмотки із визначення їхніх параметрів, таких як початкова похідна, постійна часу регулярного режиму і час початку регуляризації. Результати цього опрацювання показують: у разі часткової і повної закупорки порожнистих провідників стержнів обмотки статора постійна часу регулярного режиму і час початку регуляризації істотно зростають як для мідного порожнистого провідника, так і для термометра опору, а початкові похідні (провідника і термометра опору) не змінюються; при підвищеному струмі порожнистих провідників стержнів обмотки статора постійна часу регулярного режиму і час початку регуляризації не змінюються як для мідного порожнистого провідника, так і для термометра опору, а початкові похідні (провідника і термометра опору) істотно зростають.

Проведені дослідження показали, що за результатами опрацювання інформації засобів штатного термоконтролю можливо ефективно та надійно діагностувати часткову і повну закупорку порожнистих провідників обмотки статора та підвищений струм в елементарних провідниках обмотки статора, зокрема виткові замикання. Параметри опрацювання температурно-часових залежностей, такі як початкова похідна, постійна часу регулярного режиму та час початку регуляризації, можуть бути використані як діагностичні ознаки появи і розвитку дефекту. На АЕС випробування можуть проводитися під час планових пусків, зміни навантаження або розвантаження енергоблока.

Список використаної літератури

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

2. Базова та оновлена Енергетична стратегія України на період до 2035 року. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. — Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>.
3. Кенсицький О. Г. Надійність генеруючого обладнання та перспективи розвитку атомної енергетики в Україні / О. Г. Кенсицький, Г. М. Федоренко // Проблеми безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля. — 2016. — Вип. 26. — С. 69–74.
4. Міністерство палива та енергетики України. НЕК «Укренерго». Офіційний сайт. — Режим доступу: <http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo>.
5. Державна служба статистики. Офіційний сайт. — Режим доступу: <http://www.ukrstat.gov.ua>.
6. Енергоатом України. Офіційний сайт. — Режим доступу: <http://www.energoatom.kiev.ua>.
7. Кириленко О. В. Комплексний аналіз аварійних ситуацій генеруючого обладнання електростанцій / О. В. Кириленко, Г. М. Федоренко О. Г. Кенсицький // Матеріали III міжнар. наук.-практ. конф. «Повышение безопасности и эффективности атомной энергетики», (Одеса, 24–28 вересня 2012 р.). — Одеса: НПП «Енергоатом» ВАТ, 2013. — С. 203–215.
8. 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.

ный расчеты нагрева стержней обмотки статора турбогенератора мощностью 1000 МВт типа ТВВ-1000-2У3. Сравнение экспериментальных и расчетных данных показало, что они отличаются меньше, чем на 5%. Это подтверждает адекватность разработанных методик, математических моделей, алгоритмов и программы расчета. Для определения диагностических признаков технического состояния обмоток статора были проведены расчеты трехмерного температурного поля этих обмоток турбогенераторов типа ТВВ-1000-2У3 и ТВВ-1000-4У3 при изменении загрузки от нуля до номинальной. Были определены диагностические признаки, с помощью которых возможно надежно и эффективно диагностировать появление и развитие дефектов в стержнях обмотки статора турбогенераторов.

Ключевые слова: турбогенератор, обмотка статора, математическая модель, дефекты, диагностические признаки.

O. V. Vygovskiy

Institute for Safety of Problems of Nuclear Power Plants, NAS of Ukraine, 12, Lysogirska st. Kyiv, 03028, Ukraine

Diagnostic Features of the Technical Condition of Turbogenerators Stator Winding of Ukrainian Nuclear Power Plants

Given statistics of Ukrainian NPP turbogenerators failures for 2011–2017 was shown that machines with a capacity of 1,000 MW have insufficient reliability. This is a significant factor reducing the safety, reliability and efficiency of the power units operation in general. New three-dimensional mathematical model for calculating the temperature field of turbogenerator stator winding that allows to determine diagnostic features of the technical condition of mentioned winding was developed. Discrepancy of experimental and calculated data on non-stationary (for starting) and stationary heating of stator winding bars of turbogenerator type TVV-1000-2U3 with a capacity of 1,000 MW is less than 5 %, that confirms the accuracy of developed techniques, algorithms and mathematical apparatus. With a help of developed mathematical model the theoretical studies of three-dimensional temperature field of stator winding bars for starting the turbogenerators types TVV-1000-2U3 and TVV-1000-4U3 with such defects as stopple of a hollow conductor and increased

А. В. Выговский

Институт проблем безопасности АЭС НАН Украины, ул. Лысогорская, 12, Киев, 03028, Украина

Диагностические признаки технического состояния обмотки статора турбогенераторов АЭС Украины

Приведена статистика отказов турбогенераторов энергоблоков АЭС Украины за период 2011–2017 гг. Разработаны методика, математические модели, алгоритмы и программа для выполнения компьютерного расчета трехмерного температурного поля обмотки статора турбогенераторов мощностью 1000 МВт типа ТВВ в стационарных и переходных режимах эксплуатации. Для сравнения с экспериментальными данными выполнен нестационарный (для пуска) и стационар-

current in a hollow conductor of stator winding bar are carried out. Studies have shown when stopple of hollow conductor occurs the start time regularization and time constant of the regular mode are increasing significantly for both a copper hollow conductor and resistance thermometer, while the initial derivatives remain unchanged. For high current in a conductor, the start time regularization and time constant of the regular mode remain unchanged and the initial derivatives increase significantly. Thus, according to the results of information processing from devices of staff heat control, it is possible to diagnose these defects, in particular, coil fault, reliably and effectively. At the NPP tests can be conducted at planned startups, load changes or unload of power units.

Keywords: turbogenerator, stator winding, mathematical model, damages, diagnostic features.

References

1. Vygovskiy A. V. (2016). [The basic problems of development of nuclear energy in Ukraine and ways of their decision]. *Problemy bezpeky atomnykh electrostantsiy i Chornobylya* [Problems of Nuclear Power Plants Safety and of Chornobyl], vol. 27, pp. 5–12. (in Ukr.)
2. Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. *Basic and Renewed energy strategy of Ukraine till 2035*. Available at: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>. (in Ukr.)
3. Kensytskyi O. G., Fedorenko G. M. (2016). [Reliability of generating equipment and prospects of Nuclear power development in Ukraine]. *Problemy bezpeky atomnykh electrostantsiy i Chornobylya* [Problems of Nuclear Power Plants Safety and of Chornobyl], vol. 26, pp. 69–74. (in Ukr.)
4. Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. NEK “Ukrenergo”. Official web-site. Available at: <http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/ukrenergo> (in Ukr.)
5. Government service of statistics. Official web-site. Available at: <http://www.ukrstat.gov.ua>. (in Ukr.)
6. Energoatom Ukraine. Official web-site. Available at: <http://www.energoatom.kiev.ua>. (in Ukr.)
7. Kyrilenko O. V., Kensytskyi O. G., Fedorenko G. M. (2013). Complex analysis of emergency situations of generating equipment of power station. Proceedings of the III International scientific and practical conference “Improving the safety and efficiency of nuclear energy” (Odesa, November 24–28, 2012). Odesa: NPC “Energoatom” SPC, pp. 203–215. (in Ukr.)
8. Polyakov V. I. (2001). Diagnostics of the technical condition of water cooling channels and the fastening of the core of the windings of powerful turbogenerators to extend their service life. *Elektricheskie stantsii* [Power stations], vol. 10, pp. 34–39. (in Russ.)

Надійшла 19.11.2018

Received 19.11.2018