

ВПЛИВ НЕСИНХРОННОГО ВКЛЮЧЕННЯ НА ПОШКОДЖУВАНІСТЬ ВАЛОПРОВОДІВ ТУРБОАГРЕГАТІВ

Д.А. Башта,

ПАО «Київський науково-дослідний і
проектно-конструкторський
інститут «ЕНЕРГОПРОЕКТ»

А.П. Бовсуновский,
Є.В. Штефан, В.П. Куєвда,

Національний університет харчових
технологій

Вступ

Тривала експлуатація парових турбін теплових і атомних електростанцій, які працюють в умовах дії постійних і динамічних крутних навантажень, призводить до розвитку втомного пошкодження матеріалу. Динамічні крутні навантаження виникають, зокрема, в результаті взаємодії турбогенератора і турбіни, зумовленої швидкоплинними електромагнітними процесами у турбогенераторі при його несинхронному включенні в електромережу, або при різних видах зовнішніх коротких замикань. Реактивний крутний момент в цих випадках іноді може на порядок перевищувати номінальний крутний момент (M_H), що діє на валопроводі турбіни при сталому номінальному навантаженні [1–4].

У даний час оцінка залишкового ресурсу парових турбін ґрунтується головним чином на аналізі термонапруженого стану ротора і корпусу турбіни та дослідженні деградації механічних властивостей їх матеріалів [5]. При цьому втомне пошкодження валу турбіни, яке виникає в результаті його крутильних коливань, не враховується, що приводить до істотних помилок при оцінці реальної пошкодженості елементів парових турбін [6, 7].

Метою даної роботи є визначення амплітудних величин електромагнітного реактивного моменту (M_p), зумовленого розбалансуванням між вектором напруги електромережі і вектором електрорушійної сили турбогенератора в момент його підключення до мережі, а також оцінка втомного пошкодження матеріалу валопроводу турбіни в результаті дії реактивного крутного моменту, що виникає при несинхронному підключенні генератора до мережі.

Розрахункова модель валопроводу парової турбіни К-200-130. Валопровід турбіни є складною механічною системою, що складається з роторів високого (РВТ), середнього (РСТ) і низького (РНТ) тиску, і генератора (рис. 1). Для досягнення поставленого завдання була використана методика, що наведена в роботі [8]. З точки зору механічного навантаження на валопровід, по аналогії з коротким замиканням, несинхронне включення генератора в мережу призводить до короткочасного потужного сплеску реактивного крутного моменту, який діє з боку генератора на валопровід турбіни. Аналіз динамічної поведінки валопроводу під дією такого навантаження є складною математичною задачею, а тому вимагає застосування сучасних обчислювальних методів. Дослідження вимушених коливань такої механічної системи було виконане за



допомогою проєкційно-сіткових методів. Скінчено-елементна модель валопроводу парової турбіни К-200-130 та схема його навантаження в момент включення генератора в електромережу показана на (рис.1). Номінальний крутний момент визначається як сума моментів, які діють на ротори високого (M_{BC}), середнього (M_{CP}) і низького (M_{H3}) тиску (1):

$$M_H = M_{BC} + M_{CP} + M_{H3} \quad (1)$$

Методика дослідження крутильних коливань валопровода турбіни, зумовлених дією реактивного крутного моменту, детально описана в роботі [9].

Розрахунок електромагнітного моменту при несинхронному включенні турбогенератора. Як відомо, механічні напруження у роторах турбіни під дією номінального крутного моменту є відносно невеликими. Але в процесі експлуатації турбіни часто застосовується несинхронне автоматичне включення турбогенератора в електромережу чи його ресинхронізація [10]. При цьому виникає реактивний динамічний електромагнітний момент (M_p), що діє на бочку і вал ротора під час процесу синхронізації. Його граничне значення може в декілька разів перевищувати номінальний крутний момент і залежить головним чином від величини кута зсуву фаз і між вектором електрорушійної сили (ЕРС) турбогенератора

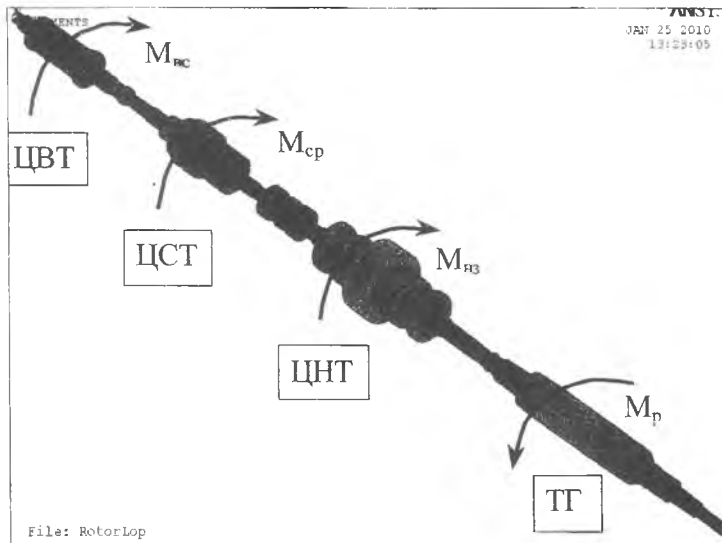


Рис. 1. Скінчено-елементна модель валопроводу турбіни К-200-130 та схема його навантаження

(ТГ) і вектором напруги мережі, а також від величини зовнішнього реактивного опору між ТГ і мережею (трансформатор, що підвищує напругу; лінія електропередачі, що з'єднує ТГ з мережею).

У роботі розглянуто найбільш простий випадок трифазного несинхронного включення. В початковий момент часу ТГ працював на холостому ході (х.х.) з певною напругою на виводах за розімкненого кола статора [11]. При цьому усі ЕРС ТГ, включаючи і ЕРС e'' за надперехідним реактивним опором x_d'' , дорівнюють за величиною і фазою

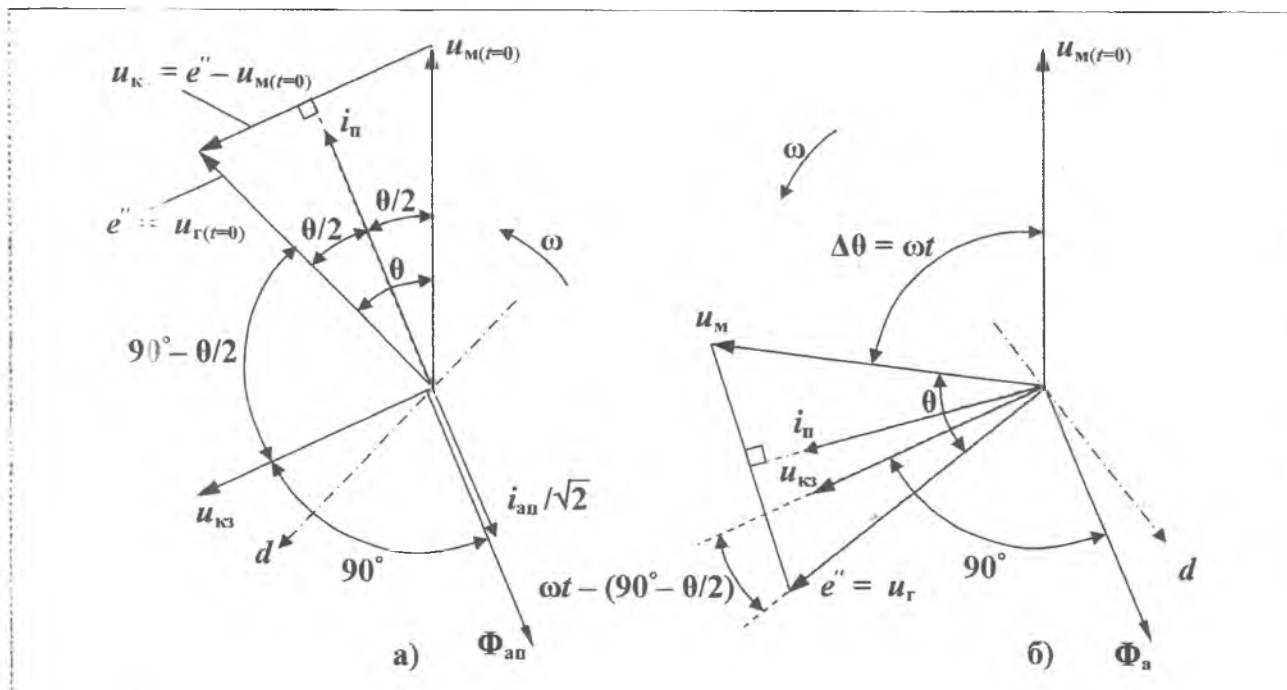


Рис. 2. Векторна діаграма ЕРС при трифазному несинхронному включенні ТГ із режиму холостого ходу в електромережу

Експлуатація і ремонт обладнання електростанцій

Таблиця 1

Максимальні значення крутних моментів, що виникають при несинхронному підключенні ТГ до мережі при різних кутах зсуву фаз

θ, град	0	30	60	90	120	150	180
M _{Σmax} , (в.о.)	0	1,645	3,153	4,283	4,872	4,864	4,327

напрузі на виводах ТГ, тобто, $e''=u_r$ (для спрощення при розрахунках струмів і моментів не враховуються їх загасання у часі). В момент включення ($t=0$) під дією напруги $u_{кз}=e''-u_m$ в обмотці статора виникає періодичний струм i_m , вектор якого відстає від вектора $u_{кз}$ на 90 електричних градусів (90°). Одночасно, згідно з першим законом комутації, в обмотці статора виникає також аперіодичний струм $i_{ап}$, який дорівнює за величиною періодичному струмові i_m та протилежний йому за знаком. Аперіодичні струми усіх трьох фаз обмотки статора створюють магнітний потік $\Phi_{ап}$, нерухомий відносно статора (рис. 2, а).

Вихідними даними для розрахунку несинхронного включення ТГВ-200 -130 у мережу є: $e''=u_r=1,0$ в.о.; сумарний індуктивний опір кола, що обтікається струмом включення (обмотка статора ТГ, підвищуючий трансформатор та частина лінії від трансформатора до мережі, відповідно)

$$\Sigma x''_{dq} = x''_{dq} + x_T + x_L = 0,209 + 0,13 + 0,4 = 0,739 \text{ (в.о.)};$$

індуктивний та активний опори обмотки статора в сталому режимі відповідно $x_d=1,85$ в.о. та $r_1=0,004$ в.о.; середній результуючий активний опір роторних контурів за ковзанням $s=1$ $r_{адq1}=0,076$ в.о.; зовнішній активний опір (трансформатор та частина лінії від трансформатора до мережі, відповідно) $r_{зов}=r_T+r_L=0,005+0,035=0,04$ в.о.; номінальний коефіцієнт потужності $\cos\varphi_H=0,85$; розрахункові значення кута $\theta=30, 60, 90, 120, 150$ та 180° . При цьому було прийнято, що мережа напругою 110 кВ, до якої підключався ТГ, розташована на відстані 50 км від електростанції.

Повний електромагнітний момент M_Σ , що діє на бочку ротора за асинхронним включенням, є сумою:

– незмінного за знаком гальмівного моменту $M_{нс}$, який визначається векторами e'' та u_m

$$M_{нс} = e'' \cdot u_m \cdot \sin\theta / (\Sigma x''_{dq} \cdot \cos\varphi_H);$$

– знакозмінної складової $M_{нс-}$, яка визначається векторами e'' та $u_{кз}$

$$M_{нс-} = e'' \cdot u_{кз} \cdot \sin[\omega t - (90^\circ - \theta/2)] / (\Sigma x''_{dq} \cdot \cos\varphi_H);$$

– додаткових гальмівних моментів, що визначаються втратами потужності в колах статора та ротора, відповідно

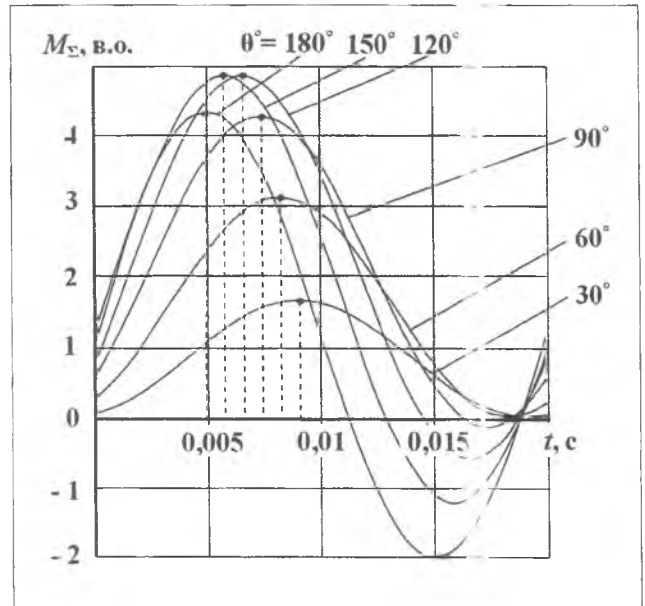


Рис. 3. Залежність сумарного електромагнітного моменту, що діє на бочку ротора за несинхронного включення, від часу при різних значеннях кута зсуву фаз θ

$$\Delta M_{ст} = (e'' / \Sigma x''_{dq})^2 \cdot (r_1 + r_{зов}) / \cos\varphi_H;$$

$$\Delta M_{рот} = (u_{кз\theta})^2 \cdot r_{адq1} / \{[(r_1 + r_{адq1} + r_{зов})^2 + (\Sigma x''_{dq})^2] \cdot \cos\varphi_H\},$$

де $(u_{кз\theta})^2 = (e'')^2 + (u_m)^2 - 2 e'' u_m \cos\theta_{рад}$; $\theta_{рад} = 0,017 \cdot \theta$.

Отже маємо

$$M_\Sigma(t) = M_{нс}(t) + M_{нс-}(t) + M_{ст}(t) + \Delta M_{рот}(t). \quad (2)$$

На рис. 3 наведено розвиток сумарного електромагнітного моменту, що діє на бочку ротора за асинхронного включення, у часі при різних значеннях кута зсуву фаз θ (без урахування загасання моментів від часу).

У табл. 1 представлені максимальні значення моментів $M_{\Sigma max}$ (в.о.) для різних кутів несинхронного включення. Як видно, найбільша величина діючого на ротор моменту має місце при несинхронному включенні ТГ у мережу при $\theta=120^\circ$.

Хоча несинхронні включення при достатньо високому реактивному опорі x_T+x_L не викликають такі великі стрибки струму в статорі та моменту на роторі, як при раптових коротких замиканнях на виводах ТГ, але вони відбуваються набагато часті-

ше, що може призвести до втомного пошкодження матеріалу валопроводу турбіни.

Оскільки в момент несинхронного включення ТГ в електромережу на вал турбоагрегату ліє як реактивний електромагнітний момент, так і квазістатичний номінальний момент M_H , то сумарний реактивний крутний момент розраховували за таким рівнянням

$$(M_{a.c})_{max} = M_H + M_{\Sigma}(t). \quad (3)$$

Розрахунок циклічної пошкоджуваності валопроводу при крутильних коливаннях. Для вирішення задачі вимушених крутильних коливань валопроводу під дією моменту (3), який показано на рис.1, використовувався обчислювальний комплекс ANSYS (Modal analysis).

Аналіз результатів обчислювальних експериментів по дослідженню крутильних коливань, які виникають в результаті короткочасної дії реактивного крутного моменту показав, що найбільший рівень напружень на валопроводі турбіни К-200-130 виникає в зоні з'єднання роторів циліндрів середнього і низького тисків (ЦСТ і ЦНТ, відповідно), а також ЦНТ і ТГ (рис.4).

На рис. 5 наведено залежність зміни величини

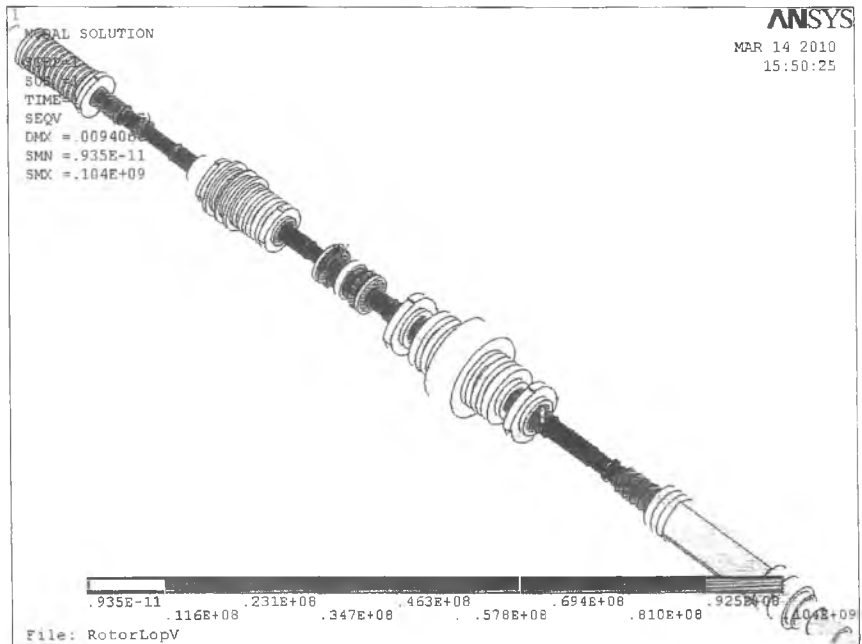


Рис. 4. Схема розподілу інтенсивності напружень по довжині валопроводу турбіни К-200-130 в момент часу 0,015 с

інтенсивності діючих напружень у часі в зоні з'єднання роторів ЦНТ і ТГ (крива 1) в результаті дії реактивного крутного моменту (крива 2). Найбільш інтенсивні крутильні коливання валопроводу виникають в результаті дії реактивного крутного моменту тривалістю $t_M=0,013...0,026$ с.

Розрахунки крутильних коливань валопроводу турбіни були виконані для шести варіантів реактивного крутного моменту, відповідно різним кутам зсуву фаз (таб. 1) згідно з схемою (рис. 2).

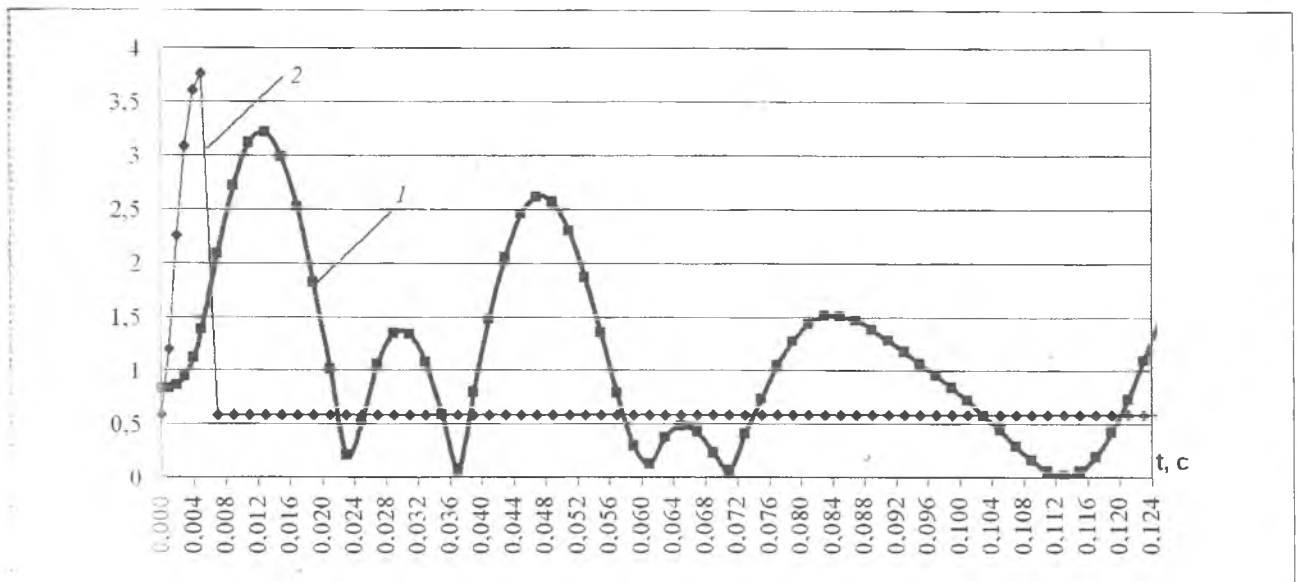


Рис. 5. Залежність інтенсивності напружень в перерізі між ТГ і ЦНТ валопроводу турбіни (крива 1 – напруження, 100 МПа) при реактивному крутному моменті тривалістю $t_M=0,05$ с (крива 2 – реактивний крутний момент, 4 МНм)

Було встановлено, що внаслідок дії на механічну систему реактивного крутного моменту обмеженої тривалості t_M виникають крутильні коливання валопроводу по різних формах.

У роботі при розрахунках було прийнято лінійне в'язке демпфування, що відповідає рівню логарифмічного декременту коливань $\delta=2\%$. При розрахунку циклічної міцності вала, як і у випадках КЗ використовувалася лінійна теорія підсумовування пошкоджень (гіпотеза Польшгрена-Майнера), відповідно до якої умова руйнування при блоковому навантаженні має вигляд

$$\sum_{i=1}^s (n_i / N_{ip}) = 1, \quad (4)$$

де n_i – число циклів навантаження з амплітудою напружень τ_{imax} ; N_{ip} – число циклів до руйнування при циклічному навантаженні з амплітудою напружень τ_{imax} ; s – кількість рівнів (блоків) навантаження. У програмі обчислення пошкоджувальності вала кількість блоків навантаження s дорівнювала числу циклів деформування, тому циклічна пошкоджувальність матеріалу оцінювалася параметром

$$\Pi = \sum_{i=1}^s \Pi_i, \quad (5)$$

де Π_i – пошкодженість матеріалу на i -му циклі коливань.

При розрахунках була використана крива втоми роторної сталі Р2МА, з якої виготовляють ротори валопроводу турбіни К-200-130. Дана крива була отримана в умовах симетричного циклу кручення при температурі 20°C і апроксимована затухаючою експонентою вигляду

$$\tau_{max} = \eta_0 + \eta_p(N)^c + \eta_u(N)^b, \quad (6)$$

де η_0 , η_p і η_u – коефіцієнти функції, N – число циклів до руйнування зразка, c і b – показники степені. Параметри рівняння (6) були такими: $\eta_0=208,3$; $\eta_p=3176,2$; $\eta_u=185966,9$; $c=-0,3114$; $b=-0,8348$.

Врахування впливу експлуатаційних чинників, актуальних для парових турбін (масштабний фактор, асиметрія циклу, температура), на втомну міцність сталі Р2МА здійснювалось за допомогою поправочних коефіцієнтів:

$$\tau_{max} = K_M K_a K_t (\eta_0 + \eta_p(N)^c + \eta_u(N)^b), \quad (7)$$

де K_M – коефіцієнт масштабного фактора; K_a – коефіцієнт впливу середнього напруження циклу; K_t – температурний коефіцієнт.

На підставі експериментальних даних, наведених в [12], коефіцієнт масштабного фактора був прийнятий рівним $K_M=0,58$, а температурний коефіцієнт – $K_t=0,78$. Коефіцієнт впливу середнього напруження циклу визначався за формулою

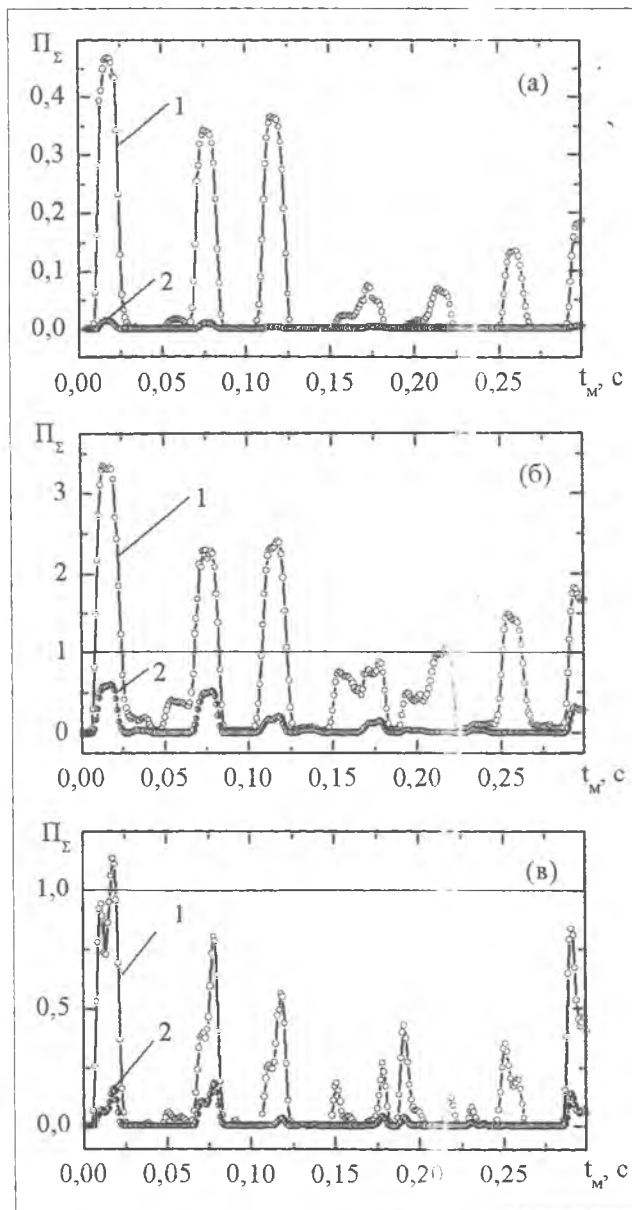


Рис. 6. Залежності сумарної пошкодженості матеріалу валопроводу турбіни між НТ і генератором (1) і між ЦСТ і ЦНТ (2) при різних значеннях зсуву фаз: а – $\theta = 60^\circ$; б – $\theta = 120^\circ$; в – $\theta = 180^\circ$

$$K_a = \sqrt{1 - k^2 \psi_\tau^2 (\tau_m / \tau_{-1})^2}, \quad (8)$$

де $\tau_{-1}=230$ МПа; $k=0,922$; $\psi_\tau=0,595$.

Алгоритм визначення пошкодженості матеріалу був таким. Спочатку за допомогою скінчено-елементної моделі валопроводу визначали амплітуди коливань τ_{imax} , що виникають в результаті короткочасної дії крутного реактивного моменту в найбільш напружених його перерізах. Приклад такого розрахунку наведений на рис. 5. Потім для кожної амплітуди коливань з рівняння (7) визначалося число циклів до руйнування N_{ip} . Пошкодженість матеріалу на i -му циклі коливань обчислювалася за формулою

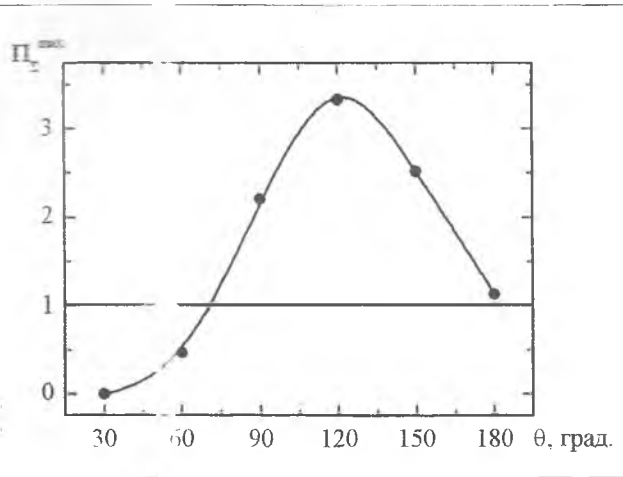


Рис. 7. Залежність максимальної сумарної пошкоджуваності муфти між ЦНТ і ТГ валопроводу турбіни від кута зсуву фаз θ

$$\Pi_i = 1 / N_{ip} \quad (9)$$

Обчислення пошкоженості припинялися, коли амплітуда напружень i -го циклу коливань ставала меншою границі витривалості роторної сталі τ_{-1} .

Тривалість дії реактивного крутного моменту при несинхронному підключенні ТГ в мережу є величиною випадковою і непрогнозованою. Розрахунок пошкоджуваності валопроводу турбіни в результаті її одноразового пуску був виконаний для різних значень тривалості дії реактивного крутного моменту t_m , які варіювалися в діапазоні від 0 до 0,3 с кроком 0,001 с.

Практичне зацікавлення становить пошкодження матеріалу валопроводу за призначений час експлуатації турбіни, тобто в результаті 2000 її пусків. Цю сумарну пошкоджуваність визначали за формулою

$$\Pi_{\Sigma} = 2000 \cdot \Pi \quad (10)$$

На рис. 6 ілюстровано сумарну пошкоджуваність матеріалу валопроводу в найбільш напружених його перерізах як функцію тривалості реактивного крутного моменту при різних кутах зсуву фаз θ . Як видно, в усіх наведених випадках зміна пошкоджуваності має характер, близький до періодичного. При деяких значеннях t_m виникаючі крутильні коливання є настільки незначними, що втомне пошкодження матеріалу валопроводу практично не виникає. Така тривалість асинхронного включення ТГ є безпечною для роторів турбіни незалежно від кута зсуву фаз θ . В той же час при інших значеннях t_m , наприклад, при $t_m = 0,02$; 0,08 і 0,12 с, пошкодження матеріалу через виникаючі величезні за амплітудою крутильні коливання є значним, досягаючи при $\theta = 180^\circ$ граничного стану ($\Pi_{\Sigma} \geq 1$ на рис. 6, б і в пошкодження матері-

алу, що відповідає його граничному стану, який показано горизонтальною лінією), а при $\theta = 120^\circ$ значно перевищуючи його. В усіх досліджених випадках рівень пошкоженості муфти між ЦНТ і ТГ значно перевищує аналогічний рівень пошкодження вала між ЦСТ і ЦНТ.

На рис. 7 наведено залежність максимальної сумарної пошкоджуваності валопроводу від кута зсуву фаз. Як видно з рисунка, при усіх досліджених значеннях зсуву фаз, максимальна величина $\Pi_{\Sigma \max}$ має місце при $t_m = 0,02$ с. Максимальна сумарна пошкоджуваність валопроводу визначалася як найбільше значення пошкоженості $\Pi_{\Sigma \max}$ в дослідженому діапазоні значень t_m . Як видно, найбільше пошкодження матеріалу валопроводу виникає при несинхронному включенні з кутом зсуву фаз $\theta = 120^\circ$.

За результатами проведених у роботі досліджень слід констатувати, що у діапазоні значень зсуву фаз $\theta = 0 \dots 70^\circ$ пошкоджуваність найбільш напружених перерізів валопроводу в результаті циклічного кручення за встановлений час експлуатації турбіни не досягає граничного стану. В той же час, той або інший рівень втомного пошкодження матеріалу має місце вже при $\theta > 30^\circ$.

ВИСНОВКИ

Несинхронне підключення турбогенератора в мережу чи його ресинхронізація створює короткочасний сплеск реактивного крутного моменту, що діє з боку турбогенератора на вал турбіни і збуджує його крутильні коливання. Рівень цих коливань визначається параметрами реактивного крутного моменту, а саме його амплітудою, асиметрією і тривалістю.

Параметри реактивного крутного моменту, що виникає при несинхронному підключенні турбогенератора в мережу, залежать головним чином від кута зсуву фаз між вектором електрорушійної сили турбогенератора і вектором напруги мережі, а також від величини зовнішнього реактивного опору між турбогенератором і електромережею. Отримані в роботі часові залежності реактивного крутного моменту при різних кутах зсуву фаз можуть бути використані в розрахунках пошкоджуваності матеріалу валопроводу турбіни К-130-200, що виникає в результаті його крутильних коливань при несинхронному підключенні турбогенератора в мережу.

У результаті розрахунків показано, що часте несинхронне підключення турбогенератора в мережу чи його ресинхронізація за певних умов призводить до втомного пошкодження матеріалу валопроводу, його накопичення впродовж усього періоду експлуатації турбіни і до досягнення гра-

ничного стану матеріалу, що означає можливість руйнування валопроводу. Рівень втомного пошкодження матеріалу валопроводу залежить від тривалості дії реактивного крутного моменту (тобто від тривалості несинхронного включення) і від кута початкового зсуву фаз θ між вектором електрорушійної сили турбогенератора і вектором напруги мережі. Для турбіни існують досить безпечні діапазони тривалості дії реактивного крутного моменту, за яких практично не виникають крутильні коливання валопроводу і, отже, втомне пошкодження матеріалу не виникає. В той же час існують небезпечні діапазони тривалостей реактивного крутного моменту, при яких пошкодження матеріалу, через виникаючі величезні за амплітудою динамічні крутні коливання, є досить значним, і може досягати при $\theta = 180^\circ$ граничного стану матеріалу, а при $\theta = 120^\circ$ – значно перевищувати його.

Найбільш небезпечні реактивні крутні моменти виникають при початкових кутах зсуву фаз $\theta = 75 \dots 180^\circ$. Максимальне пошкодження матеріалу валопроводу має місце при несинхронному включенні турбогенератора з кутом зсуву фаз $\theta = 120^\circ$. У діапазоні значень зсуву фаз $\theta = 0 \dots 70^\circ$ пошкодження найбільш напружених перерізів валопроводу в результаті циклічного кручення за встановлений час експлуатації турбіни не досягає граничного стану. В той самий час певний рівень втомного пошкодження матеріалу виникає за умови $\theta > 30^\circ$.

Як показали результати дослі-

джень, існує достатньо простий і практичний спосіб уникнення значних крутильних коливань, а отже, і суттєвого втомного пошкодження валопроводу турбіни при несинхронному підключенні турбогенератора до мережі з грубою синхронізацією. Він полягає у максимально можливому скороченні тривалості такого підключення, що дозволить звести до мінімуму динамічні ефекти на валопроводі і, як наслідок, суттєво зменшить його втомну пошкоджуваність.

ЛІТЕРАТУРА

1. *Детинко Ф.М., Загородная Г.А., Фастовский В.М.* Прочность и колебание электрических машин. – Ленинград: Энергия, 1969. – 440 с.

2. *Лейзерович А.Ш.* Эксплуатационный контроль за накопленным повреждением деталей паровых турбин // Энергохозяйство за рубежом. – 1979. – №6. – С.10–16.

3. *Загретдинов И.Ш., Костюк А.Г., Трухний А.Д.* Разрушение турбоагрегатов 300 МВт Каширской ГРЭС: причины, последствия и выводы // Теплоэнергетика. – 2004. – №5. – С. 5–15.

4. *Крикунчик А.Б.* Опасность субсинхронного резонанса для крупных турбоагрегатов // Теплоэнергетика. – 1981. – №5. – С. 27–28.

5. *СО 153-34.17.440-2003.* Инструкция по продлению срока эксплуатации паровых турбин сверх паркового ресурса. – Москва: ЦПТИ ОРГРЕС, 2003. – 79 с.

6. *Черноусенко О.Ю., Никуленкова Т.В., Бовсуновский А.П.,*

Штефан Е.В., Башта Д.А. Остаточный ресурс вала паровой турбины мощностью 200 МВт с учетом его крутильных колебаний. Часть 1 // Энергетика и электрификация. – 2011. – №7. – С. 27–35.

7. *Черноусенко О.Ю., Никуленкова Т.В., Бовсуновский А.П., Штефан Е.В., Башта Д.А.* Остаточный ресурс вала паровой турбины мощностью 200 МВт с учетом его крутильных колебаний. Часть 2 // Энергетика и электрификация. – 2010. – №10. – С. 7–13.

8. *Штефан Е.В., Куевда В.П., Башта Д.А.* Пошкоджуваність турбоагрегатних роторних валів парових турбін / Автоматизація виробничих процесів в машинобудуванні та приладобудуванні. – 2011. – №45. – С. 14–20.

9. *Хачатуров А.А.* Несинхронные включения в энергосистемах. Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Энергия, 1977. – 176 с.

10. *Поляк Н.А.* Современные крупные двухполосные турбогенераторы. Электромагнитные характеристики – Москва: Энергия, 1972. – 127 с.

11. *Кудрявцев И.В., Наумченков Н.Е.* Характеристики сопротивления усталости стали 25ХНЗМФА, обусловленные абсолютными размерами и концентрацией напряжений // Пробл. прочности. – 1978. – №4. – С. 17–22.

12. *Бовсуновский А.П.* Экспериментальное исследование многоциклового усталости и демпфирующих свойств роторной стали Р2МА при кручении // Пробл. прочности. – 2011. – №4. – С.124–135.