

**II. МАШИНОБУДУВАННЯ ТА МАТЕРІАЛООБРОБКА**

Бовсуновський А. П.

Куєвда В. П.

Куєвда Ю. В.

Штефан Є. В.

*Національний
університет харчових
технологій*

Bovsunovsky A. P.

Kuevda V. P.

Kuevda U. V.

Shtefan E.V.

*National University of
Food Technologies*

УДК 373:534.1:620.193

**ВТОМНЕ ПОШКОДЖЕННЯ
ВАЛОПРОВОДУ ПАРОВОЇ
ТУРБИНИ ПРИ НЕСИНХРОННОМУ
ПІДКЛЮЧЕННІ ДО МЕРЕЖІ
ТУРБОГЕНЕРАТОРА**

Анотація. Характер поширення тріщин в зруйнованих роторах турбін говорить про їхню втомну природу. Причини накопичення втомного пошкодження валопроводів турбін необхідно шукати в її періодичних пусках, які є типовими для теплових турбоагрегатів, що працюють в маневровому режимі. Кожний пуск турбіни супроводжується підключенням турбогенератора до мережі. При цьому через різницю кутів зсуву фаз між векторами електрорушійної сили турбогенератора і напруги мережі на турбогенераторі виникає короткочасний, але потужний реактивний електромагнітний момент, що приводить до виникнення крутильних коливань валопроводу турбіни різної інтенсивності і, як наслідок, до втомного пошкодження матеріалу валопроводу.

В роботі представлені результати досліджень реактивного крутного моменту, що виникає на турбогенераторі турбіни К-200-130 при його підключенні до мережі з грубою синхронізацією, а також оцінки втомного пошкодження матеріалу валопроводу турбіни при його крутильних коливаннях, що виникають в результаті дії реактивного моменту з боку турбогенератора.

Ключові слова: парова турбіна, груба синхронізація, крутильні коливання, втомне пошкодження.

Актуальність дослідження. Проблема забезпечення безаварійної роботи відповідальних конструктивних елементів парових турбін и турбогенераторів під дією інтенсивних температурних, статичних і динамічних навантажень є актуальною проблемою енергетичної галузі. Ця проблема загострюється з кожним роком у зв'язку з вичерпанням встановленого ресурсу енергогенеруючого обладнання [1].

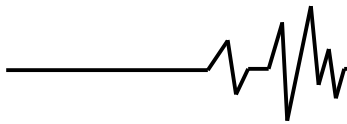
В даний час оцінка залишкового ресурсу парових турбін ґрунтується на аналізі термонапруженого стану роторів і корпусу турбіни з урахуванням деградації механічних властивостей матеріалу [2]. Разом з тим практика показала, що матеріал валопроводу пошкоджується при циклічному крученні, яке виникає при нештатних режимах роботи турбогенератора, а саме при коротких замиканнях на турбогенераторі, при включенні турбогенератора в мережу з грубою

синхронізацією, а також при взаємодії генератора з мережею [3-6].

Короткі замикання на турбогенераторі трапляються кілька разів за час експлуатації турбіни. За деяких умов результатом короткого замикання може бути миттєве руйнування турбіни [4], проте накопичення втомного пошкодження матеріалу валопроводу в результаті коротких замикань малоімовірно.

У той же час аналіз характеру поширення тріщини в зруйнованих або знятих з експлуатації роторах турбін дозволив зробити висновок, що тріщини виникли в результаті циклічного кручення і розвивалися протягом декількох років. З цієї причини у 1974 р. на електростанції Галлатін (США) відбулося катастрофічне руйнування ротора середнього тиску парової турбіни потужністю 225 МВт [3].

Причини накопичення втомного пошкодження валопроводу турбіни скоріше за все необхідно шукати в її періодичних пусках-



зупинках, які є типовими для теплових турбоагрегатів, що працюють в маневровому режимі з метою компенсації нерівномірності споживання електроенергії протягом доби [1]. Встановлене число таких пусків-зупинок за час експлуатації турбіни досягає 2000, а при подовженні ресурсу – 2500 і більше. При кожному пуску турбіни відбувається щонайменше одне підключення турбогенератора до мережі (це не завжди вдається здійснити з першої спроби). При цьому через різницю кутів зсуву фаз між векторами електрорушійної сили турбогенератора і напруги мережі на турбогенераторі виникає короточасний реактивний електромагнітний момент, що приводить до виникнення крутильних коливань валопроводу турбіни різної інтенсивності і, як наслідок, до втомного пошкодження матеріалу валопроводу.

Метою роботи було дослідити можливий рівень втомного пошкодження матеріалу валопроводу турбіни К-200-130 в результаті його крутильних коливань, що виникають при підключенні турбогенератора до мережі з грубою синхронізацією.

Моделі для дослідження крутильних коливань турбіни. Дослідження коливань механічної системи турбіна-турбогенератор було виконано з використанням тривимірної скінчено-елементної моделі (рис. 1) і системи з чотирма ступенями вільності (рис. 2). Перша була використана головним чином для визначення напружено-деформованого стану валопроводу турбіни К-200-130 при його крученні, а друга - для дослідження вимушених коливань цього ж валопроводу. Детальний опис моделей і чисельних методів, використаних при вирішенні задачі, наведено в роботах [7, 8].

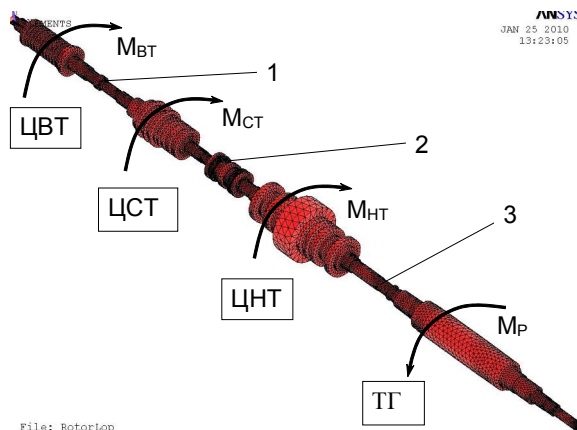


Рис. 1. Тривимірна скінчено-елементна модель турбіни К-200-130

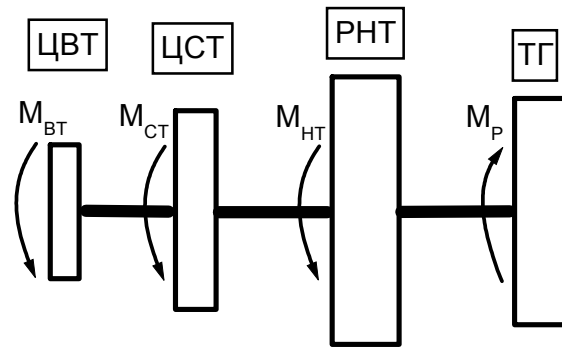


Рис. 2. Спрощена модель турбіни К-200-130

На рис. 1 і 2 показані моменти сил, що виникають на циліндрі високого (ЦВТ - M_{BT}), середнього (ЦСТ - M_{CT}) і низького (ЦНТ - M_{HT}) тиску, а також реактивний момент (M_P), що виникає при підключенні турбогенератора (ТГ) до мережі. Відомо, що сумарний номінальний крутний момент на турбіні дорівнює $M_H = 0,65$ МНм. При цьому реактивний момент, як показали наші дослідження, може в ряді випадків у декілька разів перевищувати цей момент.

Цифрами 1, 2 і 3 на рис. 1 позначені найбільш напружені ділянки валопроводу турбіни між ЦВТ і ЦСТ, ЦСТ і ЦНТ, ЦНТ і ТГ, відповідно, втома яких була головним предметом досліджень.

Електромагнітний момент при підключенні турбогенератора до мережі. Несинхронне автоматичне повторне включення турбогенератора на паралельну роботу з мережею може супроводжуватись протіканням великих струмів у його обмотках та виникненням значного електромагнітного моменту, діючого на бочку ротора і далі на валопровід всього турбоагрегата.

Розглянемо випадок роботи турбогенератора з електрорушійною силою (ЕРС) на виході E , що підключається до шин з напругою U потужної електромережі (рис. 3). Величина електромагнітного моменту в разі несинхронного включення визначається величинами ЕРС генератора E , напруги мережі U , кута їх зсуву за фазою відносно одне одного у початкову мить включення θ та величиною опору зв'язку X_{308} між генератором та мережею.

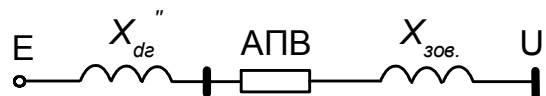
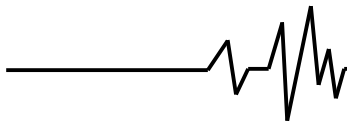


Рис. 3. Електрична схема турбогенератора з електромережею



Враховуючи те, що турбогенератор крім контуру збудження має на роторі один еквівалентний заспокійливий контур за поздовжньою віссю (d) і один за поперечною віссю (q), можливо отримати загальний вираз для електромагнітного моменту за несинхронного включення [9, 10]:

$$M_{nc} = M_{cc} + M_{kз} + M_{UE},$$

де M_{cc} – електромагнітний момент, що виникає при вмиканні у мережу не збудженого генератора; $M_{kз}$ – електромагнітний момент, що виникає при короткому замиканні; M_{UE} – електромагнітний момент, обумовлений напругою мережі U та збудженням генератора E . Ці моменти визначаються за наступними формулами:

$$M_{cc} = U^2 \cdot \frac{x''_q - x''_d}{x''_q \cdot x''_d} \cdot \left\{ \sin(2 \cdot \psi \cdot t) \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} - \frac{1}{2} \cdot \sin[2 \cdot (\psi \cdot t)] \cdot e^{-\frac{2 \cdot t}{T_a}} - \frac{1}{2} \cdot \sin(2 \cdot \psi) \right\};$$

$$M_{kз} = E^2 \cdot \left[\frac{1}{x''_d} \cdot \sin(\psi \cdot t) \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} - \frac{1}{2} \cdot \frac{x''_q - x''_d}{x''_q \cdot x''_d} \cdot \sin(2 \cdot \psi \cdot t) \cdot e^{-\frac{2 \cdot t}{T_a}} \right];$$

$$M_{UE} = UE \left\{ \frac{1}{x''_d} [\sin(\psi) - \sin(\psi + \psi \cdot t)] \times e^{-\frac{2 \cdot t}{T_a}} - \frac{x''_q - x''_d}{x''_q \cdot x''_d} \cdot \left[\sin(\psi + \psi \cdot t) \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} - \sin(\psi + 2 \cdot \psi \cdot t) \cdot e^{-\frac{2 \cdot t}{T_a}} \right] \right\}.$$

У вищенаведених формулах T_a – це постійна часу затухання аперіодичної складової струму статора (с); $x''_q = x''_{qГ} + x_{зоб}$, $x''_d = x''_{dГ} + x_{зоб}$ – це надперехідні реактивні опори кола статора відповідно за осями q та d з урахуванням надперехідних опорів обмотки статора самого генератора $x''_{qГ}$ і $x''_{dГ}$ та реактивного опору зовнішнього кола $x_{зоб} = x_T + x_{Л}$ (x_T – опір підвищувального трансформатора, $x_{Л}$ – опір частини електропередачі, що з'єднує турбогенератор з мережею); $r_{зоб} = r_T + r_{Л} = 0,005 + 0,035 = 0,04$ – активний опір зовнішнього кола статора.

У розрахунках прийнято, що час t виражається у секундах, кути θ та ωt – у

радіанах, а інші величини – у відносних одиницях.

Для розрахунку несинхронного автоматичного повторного включення турбогенератора ТГВ-200 з режиму холостого ходу за різними значеннями кута $\theta = 30, 60, 90$ та 120° приймалися наступні вихідні дані: $U=1,0$; $E=1,0$; $\omega=314,16$ рад/с; $x''_{dГ}=0,19$; $x''_{qГ}=0,228$; $r_a=0,004$; $x_T=0,13$; $x_{Л}=0,4$ (тут приймалось, що турбогенератор розташований на відстані 50 км від мережі 110 КВ, до якої він підключається).

Величина постійної часу кола статора з урахуванням трансформатора та з'єднуючої лінії розраховувалась за формулою

$$T_a = \frac{0,5 \cdot (x''_q + x''_d)}{\psi \cdot (r_a + r_{зоб})}.$$

Результат розрахунків відображено на рис. 4, який демонструє залежність від часу відносного значення електромагнітного реактивного крутного моменту при різних значеннях кута θ . Як видно, найвищий рівень реактивного моменту спостерігається при $\theta=120^\circ$, а найнижчий – при $\theta=30^\circ$.

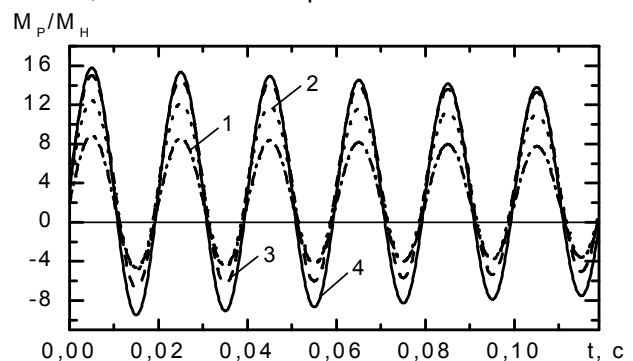
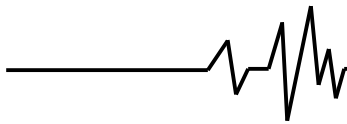


Рис. 4. Залежність відносного значення реактивного крутного моменту від часу при несинхронному підключенні турбогенератора до мережі: 1 - $\theta=30^\circ$; 2 - $\theta=60^\circ$; 3 - $\theta=90^\circ$; 4 - $\theta=120^\circ$

Важливо відмітити, що функції, наведені на рис. 4, є затухаючими. Практично повне затухання електромагнітних процесів на турбогенераторі відбувається приблизно за 4 секунди.

Особливості крутильних коливань валопроводу турбіни при підключенні турбогенератора до мережі. Розрахунки вимушених крутильних коливань валопроводу турбіни були виконані для чотирьох випадків підключення турбогенератора до мережі, тобто при $\theta=30, 60, 90$ і 120° . Оскільки рівень



поглинання енергії коливань такою складною механічною системою достеменно невідомий, розрахунки проводились для можливих рівнів характеристик демпфірування коливань, у якості якої використовували логарифмічний декремент коливань, а саме $\delta=2$ і 30% (таким чином моделювалися випадки відповідно низького і високого рівня демпфірування в механічній системі).

На рис. 5 і 6 показано хронологію розвитку крутильних коливань валопровода турбіни на найбільш напружених його ділянках при дії реактивного крутного моменту, що виникає при підключенні турбогенератора до мережі у випадках $\theta=30$ і 120° , відповідно.

Як видно, крутні коливання валопровода мають складний характер. При цьому максимальні дотичні напруження, які мають місце на 2-й і 3-й ділянках валопровода, перевищують межу витривалості роторної сталі Р2МА при нормальній температурі становить $\tau_{-1}=230$ МПа (вона показана на рис. 5 і 6 горизонтальною лінією). Це означає, що виникають умови для втомного пошкодження матеріалу валопровода. Очевидно, що при підключенні турбогенератора до мережі з більшою синхронізацією, тобто при $\theta=120^\circ$ (рис. 6), втомне пошкодження матеріалу є більш інтенсивним, ніж у випадку $\theta=30^\circ$ (рис. 5).

По мірі загасання реактивного електромагнітного моменту крутильні коливання валопровода також поступово зменшуються за рахунок внутрішніх втрат енергії. При високому рівні демпфірування в механічній системі (рис. 5, б і 6, б) втомне пошкодження має місце лише на декількох перших циклах коливань, оскільки дотичні напруження при крутильних коливаннях швидко падають до безпечного рівня. В той же час при малому рівні демпфірування (рис. 5, а і 6, а) кількість пошкоджуючих циклів коливань є набагато більшою і, таким чином, втома матеріалу є значно вищою.

Результати розрахунку втомного пошкодження матеріалу валопровода. Втомне пошкодження матеріалу валопровода оцінювали за наступною формулою

$$P = \sum_{i=1}^n \frac{1}{N_{ip}}$$

де n – кількість пошкоджуючих циклів коливань, при яких дотична напруга τ_{imax} перевищувала межу втоми роторної сталі τ_{-1} ; N_{ip} – число циклів до руйнування при циклічному навантаженні з напругою τ_{imax} . За 2000 пусків турбіни сумарне пошкодження визначалось як

$P_{сум}=2000 \cdot P$. При цьому граничний стан матеріалу досягається за умови $P_{сум}=1$, що відповідає гіпотезі Пальмгрена-Майнера [11, 12].

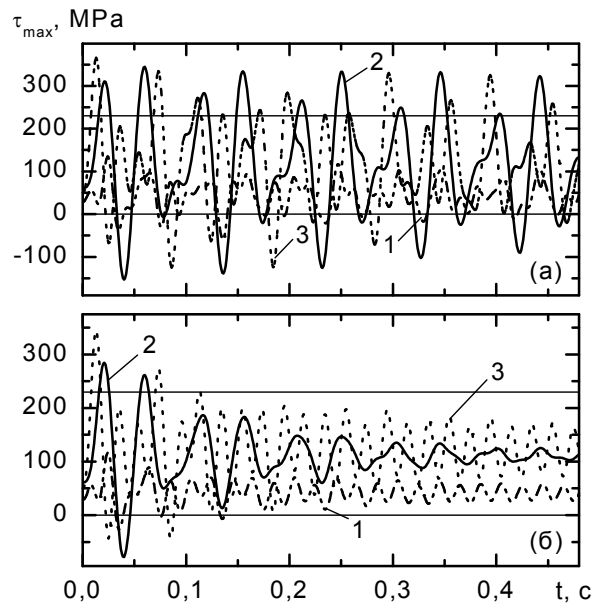


Рис. 5. Крутні коливання валопроводу турбіни на ділянках 1, 2 і 3 у випадку $\theta=30^\circ$: (а) - $\delta=2\%$; (б) - $\delta=30\%$

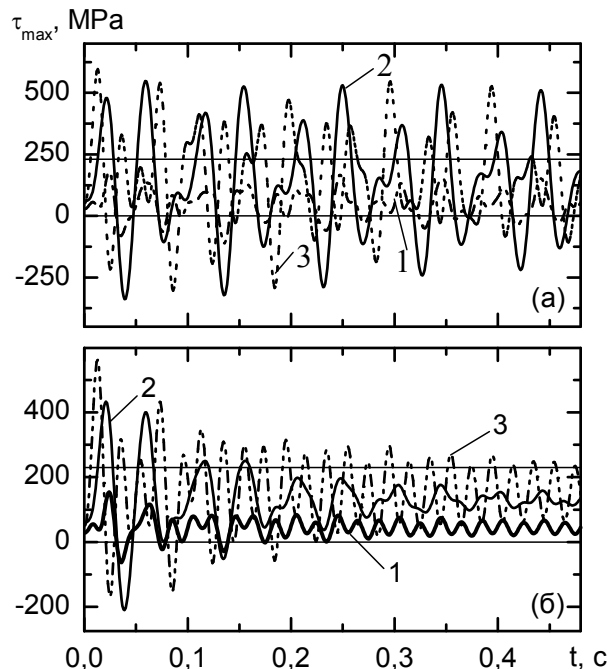
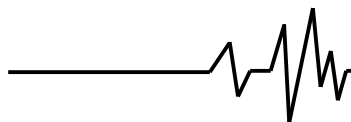


Рис. 6. Крутні коливання валопроводу турбіни на ділянках 1, 2 і 3 у випадку $\theta=120^\circ$: (а) - $\delta=2\%$; (б) - $\delta=30\%$



Розрахунки циклічної були виконані з використанням кривої втоми для роторної сталі Р2МА [13]. Крива була отримана при симетричному циклі кручення і нормальній температурі і апроксимована експонентою виду

$$\tau_{\max} = \eta_0 + \eta_v(N_p)^c + \eta_u(N_p)^b,$$

де $\eta_0=208,3$; $\eta_v=3176,2$; $\eta_u=1,86 \cdot 10^5$; $c=-0,3114$ і $b=-0,8348$.

Врахування впливу температури, асиметрії циклу і масштабного фактора на втомну міцність сталі Р2МА проводився за допомогою поправочних коефіцієнтів наступним чином

$$\tau_{\max} = K_m K_a K_t [\eta_0 + \eta_v(N)^c + \eta_u(N)^b],$$

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

На основі експериментальних даних [14, 15] було прийнято $K_m=0,58$ і $K_t=0,78$. Коефіцієнт впливу середнього напруження циклу

визначався за формулою

$$K_a = \frac{\sqrt{\tau_{-1}^2 - \kappa^2 \psi_\tau^2 \tau_m^2}}{\tau_{-1}},$$

де $\tau_{-1}=230$ МПа; $\kappa=0,922$; $\psi_\tau=0,505$ [13].

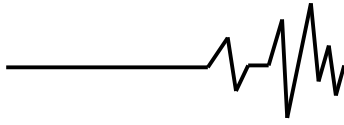
Результати розрахунків втомного пошкодження матеріалу валопровода турбіни в результаті крутильних коливань, що виникли при асинхронному підключенні турбогенератора до мережі, показані у табл. Необхідно зауважити, що при $P_{\text{сум}} \geq 1$ матеріал валопроводу досягає граничного стану.

Як видно з табл., при асинхронному підключенні турбогенератора до мережі з кутом сзуву фаз $\theta=30^\circ$ можливість руйнування валопровода на ділянках 2 і 3 виникає лише у випадку малого рівня демпфірування ($\delta=2\%$). При значному демпфіруванні у системі ($\delta=30\%$) відносна пошкоджуваність матеріалу валопровода не перевищує 16%, що створює значний резерв залишкової довговічності.

Таблиця

Розрахунок відносної пошкоженості матеріалу валопроводу при асинхронних підключеннях турбогенератора до мережі

| θ , град. | δ , % | Ділянка валопровода | n | $P_{\text{сум}}$ |
|------------------|--------------|---------------------|-----|------------------|
| 30 | 2 | 1 | 0 | 0 |
| | | 2 | 26 | 2,047 |
| | | 3 | 19 | 1,180 |
| | 30 | 1 | 0 | 0 |
| | | 2 | 2 | 0,113 |
| | | 3 | 3 | 0,167 |
| 60 | 2 | 1 | 0 | 0 |
| | | 2 | 42 | 6,791 |
| | | 3 | 20 | 3,468 |
| | 30 | 1 | 0 | 0 |
| | | 2 | 3 | 0,414 |
| | | 3 | 4 | 0,669 |
| 90 | 2 | 1 | 0 | 0 |
| | | 2 | 48 | 12,1 |
| | | 3 | 26 | 7,218 |
| | 30 | 1 | 0 | 0 |
| | | 2 | 3 | 0,762 |
| | | 3 | 4 | 1,343 |
| 120 | 2 | 1 | 3 | 0,003 |
| | | 2 | 59 | 14,531 |
| | | 3 | 39 | 9,735 |
| | 30 | 1 | 0 | 0 |
| | | 2 | 3 | 0,969 |
| | | 3 | 10 | 1,776 |



Зі збільшенням кута зсуву фаз θ збільшується кількість пошкоджуючих циклів коливань n і, відповідно, зростає відносна пошкоджуваність матеріалу валопровода. Найбільш небезпечна ситуація спостерігається у випадку $\theta=120^\circ$, коли навіть високий рівень демпфірування коливань у системі не здатен запобігти значному пошкодженню матеріалу, що перевищує його граничний стан.

У всіх розглянутих випадках ділянка 1 валопровода практично не зазнає втомного пошкодження в результаті асинхронних підключень турбогенератора до мережі з будь-яким кутом зсуву фаз.

Висновки

1. При підключенні турбогенератора до мережі з грубою синхронізацією виникають крутильні коливання валопроводу турбіни, які поступово затухають разом з електромагнітним крутним реактивним моментом.

2. Електромагнітний крутний момент є затухаючою функцією від часу, амплітуда якої прямопропорційно залежить від кута зсуву фаз θ між векторами ЕРС турбогенератора і напруги мережі і може перевищувати номінальний крутний момент до 16 разів.

3. Величина крутильних коливань валопроводу турбіни при підключенні турбогенератора до мережі з грубою синхронізацією є тим більшою, чим більшим є кут зсуву фаз, і досягає найбільшого рівня при $\theta=120^\circ$.

4. В умовах невизначеності рівня демпфірування коливань механічної системи турбіна-турбогенератор розрахунки втомного пошкодження валопроводу турбіни К-200-130 в результаті крутильних коливань були виконані при двох рівнях демпфірування: високому ($\delta=30\%$) і низькому ($\delta=2\%$). При високому рівні демпфірування ризик виникнення небезпечного рівня втомного пошкодження матеріалу валопроводу за встановлений час експлуатації турбіни виникає при кутах зсуву фаз $\theta>60^\circ$. В той же час при малому рівні демпфірування коливань механічної системи дочасне вичерпання ресурсу турбіни може мати місце при підключеннях турбіни до мережі з мінімальними кутами зсуву фаз.

5. Для забезпечення можливості достовірної оцінки втомного пошкодження матеріалу валопроводу турбіни при її підключеннях до мережі з грубою синхронізацією необхідно виконати експериментальну оцінку здатності механічної системи поглинати енергію коливань.

6. Представлений метод дозволяє

оцінювати втомне пошкодження матеріалу валопровода за реальними параметрами крутильних коливань валопроводу і може бути використаний на діючих теплових електростанціях для поточного контролю пошкодження турбіни.

Список використаних джерел

1. Повышение энергоэффективности работы турбоустановок ТЭС и ТЭЦ путем модернизации, реконструкции и совершенствования режимов их эксплуатации / Ю.М. Мацевитый, Н.Г. Шultzенко, В.Н. Голощапов и др. – Киев: Наук. думка, 2008.– 366 с.

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

3. Kramer L.D. Analysis of the Tennessee valley authority, Gallatin unit N2 turbine rotor burst / Kramer L.D., Randolph D.D // ASME-MPC Symposium on creep-fatigue interaction, 1976, P.1.

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

5. Dorfman L.S. Torsional monitoring of turbine-generators for incipient failure detection / Dorfman L.S., Trubelja M. // Proc. of the sixth EPRI steam turbine/generator workshop, St. Luis, Missouri; August 17–20, 1999, P. 1–6.

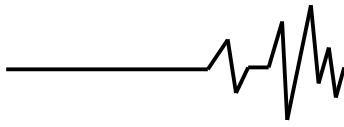
6. Stein J. The torsional stress analyzer for continuously monitoring turbine generators / Stein J., Fick H. // IEEE Transactions, PAS-99(2), Mar.=Apr. 1980, P. 703–710.

7. Штефан Є.В. Інформаційні технології дослідження вібраційних процесів у роторах турбомашин. / Штефан Є.В., Бовсуновський А.П., Черноусенко О.Ю., Башта Д.А. // Вібрації в техніці та технологіях. – 2009. – № 3 (55). – С. 48–50.

8. Бовсуновский А.П. Крутильные колебания валопровода паровой турбины при нештатных режимах работы турбогенератора // Пробл. прочности. – 2012. – № 2. – С. 85–100.

9. Мамиконянц Л.Г. Токи и моменты вращения, возникающие в синхронной машине при включении ее на мощную сеть способом самосинхронизации. Труды ВНИИЭ, вып. 4. Госэнергоиздат, 1956, С. 4–21.

10. Хачатуров А.А. Ударные токи и моменты вращения, возникающие при несинхронном включении генераторов. «Электричество», 1956, №2. – С. 21–26.



11. Palmgren A. Life of ball bearings // Zeitschrift des Vereines Deutscher Ingenieures, 1924, 68, P. 339–341.

12. Miner M.A. Cumulative damage in fatigue // J. Appl. Mech., 1945, 12, P. 159–164.

13. Бовсуновский А.П. Экспериментальные исследования многоциклового усталости и демпфирующих свойств роторной стали Р2МА при кручении // Пробл. прочности. – 2011. – № 4. – С. 124–135.

14. Кудрявцев И.В. Характеристики сопротивления усталости стали 25ХН3МФА, обусловленные абсолютными размерами и концентрацией напряжений / Кудрявцев И.В. Наумченков Н.Е. // Пробл. прочности. – 1978. – № 4. – С. 17–22.

15. РТМ 108.021.103-85. Детали паровых стационарных турбин. Расчет на малоцикловую усталость. Москва: Минэнерго, 1985. – 49 с.

Список джерел в транслітерації

1. Povysheniye energoeffektivnosti raboty turbostanovok TES i TETS putem modernizatsii, rekonstruktsii i sovershenstvovaniya rezhimov ikh ekspluatatsii / YU.M. Matsevityy, N.G. Shulzhenko, V.N. Goloshchapov i dr. - M.: Nauk. dymka, 2008. – 366 s.

2. SO 153-34.17.440-2003. Instruktsiya po prodleniya sroka ekspluatatsii parovykh turbin sverkh parkovogo resursa. – Moskva: TSPTY ORGRES, 2003. – 79 s.

3. Kramer L.D. Analysis of the Tennessee valley authority, Gallatin unit N2 turbine rotor burst / Kramer LD, Randolph DD // ASME - MPC Symposium on creep – fatigue interaction, 1976, P.1.

4. Zagretdinov I.SH. Razrusheniye turboagregata 300 MVt Kashirskoy GRES: prichiny, posledstviya i vyvody / Zagretdinov I.SH., Kostyuk A.G., Trukhniy A.D., Dolzhanskiy P.R. // Teploenergetika. – 2004. – № 5. – С. 5–15.

5. Dorfman L.S. Torsional monitoring of turbine - generators for incipient failure detection / Dorfman LS, Trubelja M. // Proc. of the sixth EPRI steam turbine / generator workshop, St. Luis, Missouri; August 17–20, 1999, P. 1–6.

6. Stein J. The torsional stress analyzer for continuously monitoring turbine generators / Stein J., Fick H. // IEEE Transactions, PAS – 99 (2), Mar. = Apr. 1980, P. 703–710.

7. Shtefan YE.V. Informatsiyni tekhnolohii Doslidzhennya vibratsiynikh protsesiv u rotorakh turbomashyn. / Shtefan YE.V., Bovsunovskyy A.P., Chernousenko O.YU., Bashta D.A. // Vibratsii v tekhnitsi ta tekhnolohiyakh. – 2009. – № 3 (55). – С. 48–50.

8. Bovsunovskiy A.P. Krutilnyye kolebaniya valoprovoda parovoy turbiny pri neshtatnykh rezhimakh raboty turbogeneratora // Probl. prochnosti. – 2012. – № 2. – С. 85–100.

9. Mamikonyants L.G. Toki i momenty vrashcheniya, vznikayushchiye v sinkhronnoy mashine pri vklyuchenii yeye na moshchnuyu set' sposobom samosinkhronizatsii. Trudy VNIE, vyp. 4. Gosenergoizdat, 1956, S. 4–21.

10. Khachaturov A.A. Udarnyye toka i momenty vrashcheniya, vznikayushchiye pri nesinkhronno vklyuchenii generatorov. «Elektrichestvo», 1956, № 2. – С. 21–26.

11. Palmgren A. Life of ball bearings // Zeitschrift des Vereines Deutscher Ingenieures, 1924, 68, P. 339–341.

12. Miner M.A. Cumulative damage in fatigue // J. Appl. Mech., 1945, 12, P. 159–164.

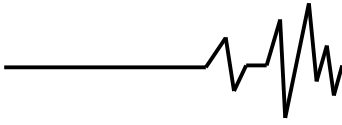
13. Bovsunovskiy A.P. Eksperimentalnyye issledovaniya mnogotsiklovoye ustalosti i dempfiyushchikh svoystv rotnoye stali R2MA pri kruchenii // Probl. prochnosti. – 2011. – № 4. – С. 124–135.

14. Kudryavtsev I.V. Kharakteristiki soprotivleniya ustalosti stali 25KH3MFA, obuslovlennyye Absolyutnymi razmerami i kontsentratsiyey napryazheniy / Kudryavtsev I.V. Naumchenkov N.Ye. // Probl. prochnosti. – 1978. – № 4. – С. 17–22.

15. РТМ 108.021.103-85. Детали паровых стационарных турбин. Расчет на малотицикловую усталость. Москва: Минэнерго, 1985. – 49 с.

УСТАЛОСТНОЕ ПОВРЕЖДЕНИЕ ВАЛОПРОВОДА ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ ПРИ НЕСИНХРОННОМ ПОДКЛЮЧЕНИИ К СЕТИ ТУРБОГЕНЕРАТОРА

Аннотация. Характер распространения трещин в разрушенных роторах турбин говорит об их усталостной природе. Причины накопления усталостного повреждения валопроводов турбин необходимо искать в ее периодических пусках, которые являются типичными для тепловых турбоагрегатов, работающих в маневренном режиме. Каждый пуск турбины сопровождается подключением турбогенератора в сеть. При этом из-за разницы углов сдвига фаз между векторами электродвижущей силы турбогенератора и напряжения сети на турбогенераторе возникает кратковременный, но мощный реактивный электромагнитный момент, который приводит к возникновению крутильных колебаний валопровода турбины различной интенсивности и, как следствие, к усталостному повреждению материала валопровода.



В работе представлены результаты исследований реактивного крутящего момента, возникающего на турбогенераторе турбины К-200-130 при подключении к сети с грубой синхронизацией, а также оценки усталостного повреждения материала валопровода турбины при его крутильных колебаниях, возникающих в результате действия реактивного момента со стороны турбогенератора.

Ключевые слова: паровая турбина, грубая синхронизация, крутильные колебания, усталостное повреждение.

FATIGUE DAMAGE TO THE STEAM TURBINE SHAFTING ASYNCHRONOUS NETWORK CONNECTIVITY TURBOGENERATOR

Annotation. The way of cracks growth in the fractured turbine rotors points out at their fatigue nature. The reasons of turbine shafts fatigue damage accumulation it is necessary to seek in their periodical startups which are typical for the thermal turbosets functioning in the

shunting regime. Each startup of a turbine is accompanied by the connection of a turbine generator to the power network. At this because of the phase shift between the vector of electromotive force of turbine generator and the vector of supply-line voltage the short-term but powerful reactive electromagnet moment arises which causes to the torsional vibration of the turbine shaft of different intensity and as a consequence to the fatigue damage of the shaft material.

The results of investigations of the reactive torsional moment arising on the turbine shaft of the turboset K-200-130 at the connection to the power network with an inaccurate synchronization are presented as well as the results of estimation of fatigue damage of a steam turbine shaft material at its torsional vibrations arising in a result of switching on of the turbine generator to the power network with the coarse synchronization.

Key words: steam turbine, coarse synchronization, torsional vibrations, fatigue damage.