

**О. Ю. ЧЕРНОУСЕНКО, Б. О. МАРИСЮК**

### **РЕСУРСНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВАЛОПРОВОДУ ТУРБОАГРЕГАТУ К-1000-60/3000 ПІСЛЯ ЧАСТКОВОГО ВІДНОВЛЕННЯ РОТОРА**

Українська об'єднана енергосистема експлуатується в надзвичайно важкому стані. Значна частка пошкоджених, або недосяжних енергоблоків спричиняє суттєвий дефіцит виробничих потужностей в енергосистемі. Таким чином, виведення з експлуатації потужного енергоблоку, що покриває базову частину графіка навантаження на довготривалий капітальний ремонт є небажаною. На одному із турбоагрегатів К-1000-60/3000 ЛМЗ відбулося пошкодження п'ятого ступеня циліндра високого тиску. Для повного відновлення даного пошкодження необхідно залучити виробничі потужності виробників даного турбоагрегату, а ремонтні роботи спричинять тривалий простій потужного енергоблоку, що покриває базову частину графіку електричного навантаження. В роботі [1] запропоновано варіант виконання циліндру високого тиску без робочих лопаток даного ступеня. Проте, в енергетиці відсутній досвід експлуатації енергоблоку К-1000-60/3000 без робочих лопаток одного із ступенів. Тому в даній роботі проведено дослідження рівня пошкодження металу, що виникає при асинхронному включення турбогенератора в енергосистему, для стандартного валопроводу та валопроводу після відновлення. Результати моделювання показали, що асинхронне включення призводить до появи крутильних коливань на рівні 2,1 % для стандартного валопроводу та 2 % для валопроводу після відновлення.

**Ключові слова:** парова турбіна, валопровід, асинхронне підключення, крутильні коливання, пошкодження.

**O. CHERNOUSENKO, B. MARYSIUK**

### **RESOURCE CHARACTERISTICS OF THE SHAFTING OF THE K-1000-60/3000 TURBINE UNIT AFTER PARTIAL RESTORATION OF THE ROTOR**

The Ukrainian unified energy system is operated in an extremely difficult condition. A significant share of damaged or inaccessible power units causes a significant shortage of production capacity in the power system. Thus, the decommissioning of a powerful power unit that provides the basic part of the load schedule for long-term overhaul is undesirable. On one of the K-1000-60/3000 LMZ turbo units, the fifth stage of the high-pressure cylinder was damaged. In order to completely restore this damage, it is necessary to involve the production capacities of the manufacturers of this turbine unit, and the repair work will cause a long downtime of the powerful power unit, which covers the basic part of the electrical load schedule. In the article [1], a version of a high-pressure cylinder without working vanes of this degree is proposed. However, in the power industry, there is no experience of operating the power unit K-1000-60/3000 without working blades of one of the stages. Therefore, in this work, a study of the level of metal damage that occurs during the asynchronous inclusion of the turbogenerator in the power system, for a standard shafting and a shafting after restoration. The simulation results showed that asynchronous switching on leads to the appearance of torsional vibrations of the entire shafting. In the case of 30 attempts to connect the turbine generator to the network, damage from torsional vibrations occurs at the level of 2.1 % for the standard shafting and 2 % for the restored shafting.

**Key words:** steam turbine, shafting, asynchronous connections, torsional oscillations, damage.

#### **Вступ**

Рівень розвитку енергетичної галузі країни є одним із найважливіших показників її науково-технічного прогресу. Обсяг виробленої електроенергії на душу населення опосередковано визначає промисловий рівень розвитку та економічний потенціал тієї чи іншої країни.

Через постійні обстріли російськими військами енергетичних об'єктів України (АЕС, пилосугільних електростанцій, ТЕЦ, гідроелектростанцій, трансформаторних підстанцій та ЛЕП) в українській об'єднаній енергосистемі відбуваються часті збої та аварійні ситуації. Внаслідок дисбалансу в енергосистемі між виробленою та спожитою електроенергією застосовуються аварійні та віялові відключення споживачів.

Наразі, наша об'єднана енергосистема працює в надзвичайно напруженому стані. Суттєва частка пошкоджених, або невідконтрольних електростанцій спричиняє дефіцит джерел виробництва електроенергії. Тому виведення енергоблоків на довготривалий капітальний ремонт є не бажаним та може призвести до примусового відключення багатьох побутових та промислових споживачів

електроенергії.

Тривалий час експлуатації паротурбінних агрегатів атомних електростанцій виявив цілий ряд конструктивних недоліків обладнання потужністю 1000 МВт, що було виготовлено на Ленінградському металічному заводі (ЛМЗ).

Так на одному із турбоагрегатів К-1000-60/3000 ЛМЗ відбулося пошкодження робочих лопаток п'ятого ступеня циліндра високого тиску (ЦВТ). Для повного відновлення таких пошкоджень необхідно залучити виробничі потужності компаній виробників даного енергетичного обладнання, а ремонтні роботи призведуть до тривалого простою потужного енергоблоку, що покриває базову частину графіку електричного навантаження.

Надзвичайна ситуація в енергетичній галузі змушує шукати рішення, що дозволяють за короткий термін, та з мінімальними затратами відновити працездатний стан обладнання. В роботі [1] дослідники розглядають можливі варіанти відновлення робочого стану парової турбіни за короткі терміни в межах електростанції.

Згідно з [1] найоптимальнішим варіантом часткового відновлення ротору після пошкодження

© О. Ю. Черноусенко, Б. О. Марисюк, 2023

робочих лопаток п'ятого ступеню циліндра високого тиску турбоагрегату К-1000-60/3000 ЛМЗ є виконання ротору без робочих лопаток пошкодженого ступеня. Як наслідок, внутрішня потужність енергоблоку зменшується на 6,62 % від номінального значення.

### Мета роботи

В світовій енергетиці відсутній досвід експлуатації парової турбіни К-1000-60/3000 виробництва ЛМЗ без робочих лопаток одного із ступенів тиску. Тому метою даної роботи є дослідження рівня пошкодження металу, що виникає при асинхронному включення турбогенератора в енергосистему, для стандартного валопроводу та валопроводу після відновлення.

### Об'єкт дослідження та особливості чисельної моделі

Об'єктом даного дослідження є валопровід турбоустановки К-1000-60/3000 (стандартний та після відновлення). Паровий турбоагрегат складається циліндра високого тиску та чотирьох циліндрів низького тиску. Всі парові циліндри мають симетричне двох-поточне виконання. Циліндр високого тиску розміщений в по середині парової турбіни, по обидва боки від нього розміщені циліндри низького тиску (по два з кожного боку від ЦВТ). Першим циліндром вважається той, що розміщений біля регулятора швидкості (переднього підшипника парової турбіни).

Турбоустановка призначена для встановлення на реакторі типу ВВЕР-1000 [2]. Номінальна електрична потужність енергоблоку становить 1000 МВт.

Довжина парової турбіни складає 50 м, а сумарна з турбогенератором – 74 м.

Для запобігання витоків пару в місцях виходу ротору турбіни з корпусу робочого циліндра застосовуються кінцеві ущільнення. Конструктивно,

вони являють собою гребне-подібні сегменти, які розташовані в обоймах та виточках відповідно на статорі та роторі.

Кінцеві ущільнення призначені для запобігання підсмоктування повітря в робочі циліндри при наборі вакууму та при роботі на малих витратах робочої пари. Також вони запобігають витокам пари при роботі турбіни, коли тиск пари на виході з циліндрів низького тиску вище за тиск ущільнюючого пару в колекторі.

З метою утримання вакууму всередині паротурбінної установки та конденсаторі, на кінцеві ущільнення здійснюється подача пару, а також проводиться відсмоктування з них пароповітряної суміші.

Циліндр високого тиску виконаний двохпоточним. В кожному із потоків розміщено по п'ять робочих ступенів. Циліндр складається із внутрішнього та зовнішнього корпусів.

Ротор циліндру високого тиску є цільнокованим. Виготовлений з хромонікелевої легованої роторної сталі марки 30ХНЗМ1ФА. Кореневий діаметр усіх робочих ступенів є однаковим. Як вже згадувалося вище, циліндр обладнаний кінцевими ущільненнями.

Ротори циліндрів низького тиску мають ідентичну конструкцію. Також мають двохпоточне виконання. В кожному потоці знаходиться по п'ять робочих ступенів з однаковим кореневим діаметром. Ротори зварно-ковані, виготовлені з хромонікелевої легованої сталі марки 30ХНЗМ1ФА.

Для проведення порівняльної оцінки пошкодження металу валопроводу при включеннях турбогенератора в мережу була зроблена геометрична модель. Для її відтворення використовувалися паспортні креслення турбоустановки К-1000-60/3000 ЛМЗ. Просторова 3-D модель враховує основні конструктивні особливості валопроводу турбоагрегату. Розроблена геометрична модель зображена на рис. 1.



Рис. 1 – 3-D просторовий аналог валопроводу турбоустановки К-1000-60/3000 ЛМЗ  
Розрахункова оцінка напружено-деформованого стану валопроводу

Кількість пусків парової турбіни, є однією із характеристик, що визначає її ресурс. Проте використання даного параметру є не зовсім коректним. Оскільки після пуску енергоблоку, успішне підключення турбогенератора до об'єднаної енергомережі не завжди відбувається з першої спроби. Іноді процедуру повторної синхронізації та підключення повторюють декілька разів. Таким чином реальна кількість включень турбогенератора до мережі може в декілька разів перевищувати кількість пусків турбіни. При кожному підключенні електрогенератора до мережі, незалежно від кута синхронізації, на його роторі виникає реактивний крутний момент. Інтенсивність реактивного моменту суттєво залежить від кута синхронізації (кута зсуву фаз між векторами напруги в електромережі та векторами електрорушійної сили генератора), чим він більший тим більший сплеск реактивного крутного моменту виникає на роторі. В будь-якому випадку, сплеск реактивного крутного моменту на роторі електрогенератора викликає крутильні коливання всього валопроводу турбоагрегату. При цьому, кожне таке коливання може призвести до втомного пошкодження металу роторів [3].

За неофіційною інформацією, отриманою від обслуговуючого персоналу атомної електростанції, швидкохідні турбоустановки К-1000-60/3000 ЛМЗ, що встановлені на вітчизняних АЕС значно складніше синхронізувати, в порівнянні з тихохідними турбоустановки К-1000-60/1500. Після зупинки турбоагрегату для проведення ремонтних робіт не завжди вдається успішно підключити турбогенератор до енергомережі з першої спроби. При підключеннях часто спостерігаються вібрації турбоагрегату, через які доводиться відключати його від мережі та здійснювати повторну спробу синхронізації та підключення. Бували випадки, коли здійснювалося близько 30 спроб підключення. Не варто забувати, що кожна така процедура супроводжується появою крутильних коливань валопроводу різної інтенсивності, які стають причиною накопичення пошкодження в металі.

При асинхронних підключеннях турбогенератора до мережі в ньому виникають значні за амплітудою електромагнітні реактивні моменти. За величиною вони можуть перевищувати номінальне значення крутного моменту в 3 – 12 разів, а тривалість їх дії може становити 0,01 – 0,26 с.

Після припинення дії реактивного сплеску з боку електрогенератора, відбуваються вільні коли-

вання всього валопроводу. З часом вони поступово згасають. Розсіювання внутрішньої енергії коливань відбувається завдяки демпфуючим властивостям системи.

Демпфування – це здатність системи поглинати та розсіювати енергію коливань. Його поділяють на декілька типів: демпфування в матеріалі, в'язке демпфування та демпфування тертям в рухомих частинах.

Демпфування в матеріалі відбувається за рахунок складної міжмолекулярної взаємодії всередині нього. При даному типі демпфування енергія системи поглинається матеріалом та виділяється у вигляді теплоти. При в'язкому демпфуванні енергія системи зменшується за рахунок руху об'єкта в рідкому, парогазовому, або газовому середовищі. При демпфуванні тертям енергія системи зменшується за рахунок ковзання частин механізму. При цьому вона розсіюється через втрати на тертя і виділяється у вигляді шуму та теплоти.

Нажаль, достовірний розрахунок пошкодження металу, що виникає при включенні турбогенератора в об'єднану енергосистему, ускладнюється відсутністю засобів безперервного моніторингу за крутними моментами на найбільш навантажених ділянках валопроводу.

Розрахунок напружено-деформованого стану валопроводу турбоагрегату при включенні електрогенератора до енергомережі є доволі складною задачею. Так однією із випадкових величин в дослідженні є тривалість дії реактивного сплеску (час між моментом включення та аварійного відключення) [4], [5].

Напружено-деформований стан валопроводу досліджено при включенні турбогенератора в мережу з кутом синхронізації  $30^\circ$  (асинхронне включення), та тривалістю дії реактивного сплеску 0,271 с.

Найбільш навантаженими ділянками валопроводу при крутильних коливаннях є ділянки в районі з'єднувальних муфт роторів циліндрів.

На рис. 2 – 6 зображено графіки зміни максимальних дотичних напружень на найбільш небезпечних ділянках валопроводу турбоагрегату К-1000-60/3000 ЛМЗ. Початком відліку є момент появи реактивного сплеску, який виник внаслідок асинхронного включення. Синя лінія 1 відображає дотичні напруження для стандартного валопроводу, а червона 2 для валопроводу після відновлення (без 5-го робочого ступеня).

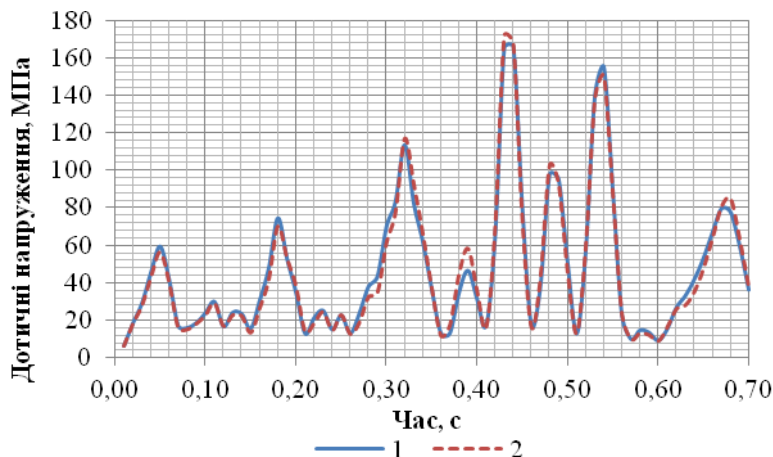


Рис. 2 – Максимальні дотичні напруження між ЦНТ-1 та ЦНТ-2:  
1 – дотичні напруження для стандартного валопроводу;  
2 – дотичні напруження для валопроводу після відновлення (без 5-го робочого ступеня)

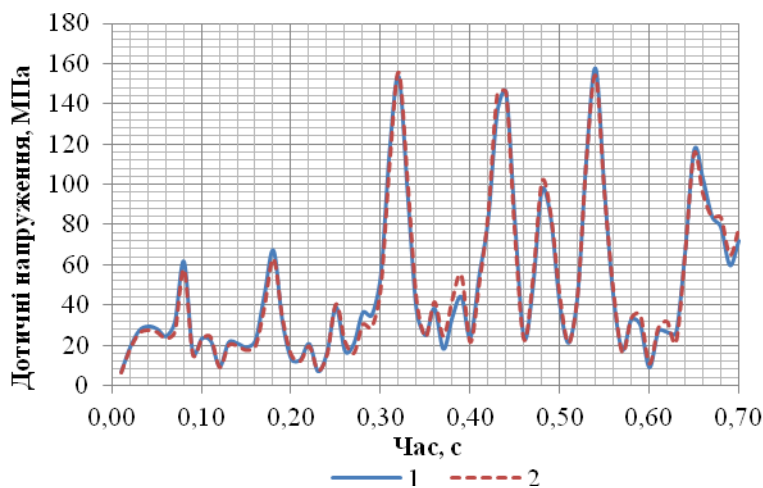


Рис. 3 – Максимальні дотичні напруження між ЦНТ-2 та ЦВТ:  
1, 2 – див. рис. 2

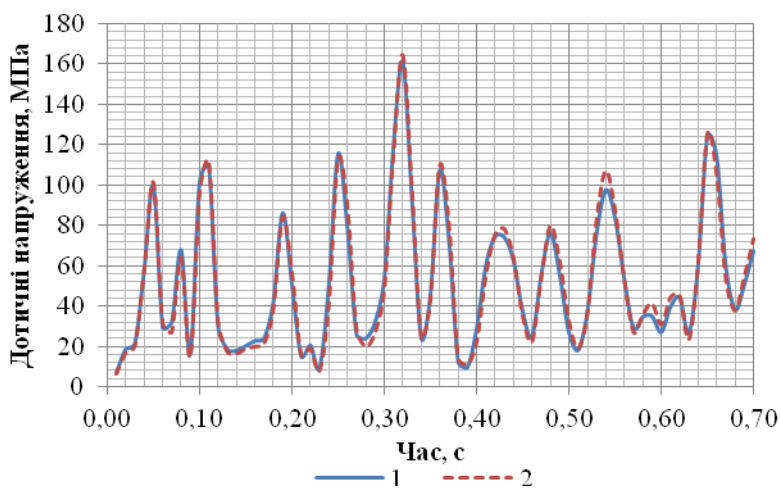


Рис. 4 – Максимальні дотичні напруження між ЦВТ та ЦНТ-3:  
1, 2 – див. рис. 2

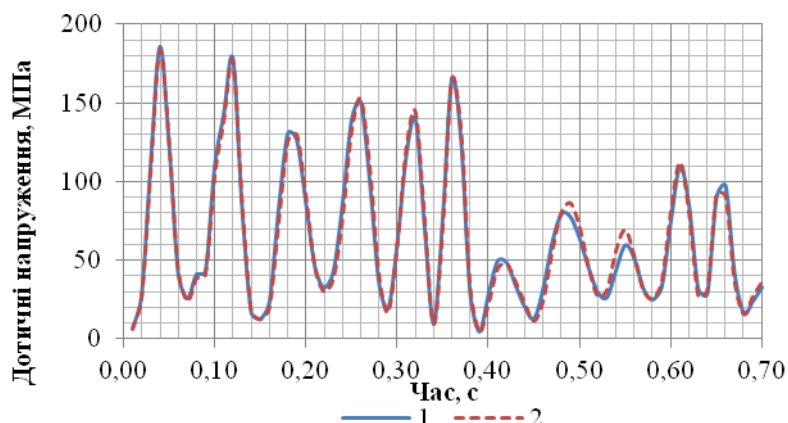


Рис. 5 – Максимальні дотичні напруження між ЦНТ-3 та ЦНТ-4:  
1, 2 – див. рис. 2

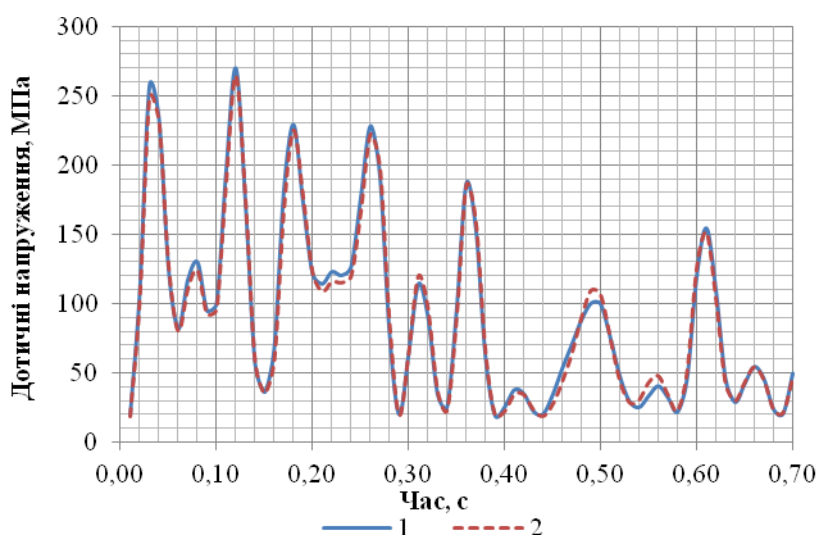


Рис. 6 – Максимальні дотичні напруження між ЦНТ-4 та ЕГ:  
1, 2 – див. рис. 2

Внаслідок виключення 5-го ступеня тиску при розрахунку дотичних напружень, що виникають внаслідок асинхронного включення спостерігається відносно невелике зменшення інтенсивності напружень тільки на ділянці валопроводу між паровою турбіною та електрогенератором. На інших ділянках отримані напруження є подібними. Такий результат моделювання можна пояснити тим, що крутний момент, який створюється на 5-му робочому ступені ЦВТ є набагато меншим за сумарний крутний момент парової турбіни.

#### Розрахункова оцінка пошкодження валопроводу внаслідок його крутильних коливань

Асинхронні включення турбогенератора в енергосистему спричиняють появу дисбалансу між сумарним механічним крутним моментом на валопроводі парової турбіни та електромагнітним мо-

ментом на роторі генератора. При значному куті синхронізації, на роторі турбогенератора може виникати крутний момент, що за величиною в декілька разів перевищує значення крутного моменту при номінальному режимі експлуатації.

Для визначення пошкодження металу внаслідок крутильних коливань використовувалась крива втоми роторної сталі (крива Веллера). Для кожного циклу коливань, що пошкоджує валопровід, на основі значень максимальних дотичних напружень визначалася кількість циклів до руйнування  $N_{ip}$ . Коливання, що пошкоджують валопровід, вважаються такі, при яких максимальні дотичні напруження  $\tau_{ai}$  перевищують межу витривалості роторної сталі. Пошкодження металу при  $i$ -тому циклі коливань визначалося за нижче наведеною формулою:

$$P_i = \frac{1}{N_{ip}}. \quad (1)$$

Сумарне пошкодження на конкретній ділянці валопроводу визначалося за теорією лінійного сумування пошкодження (гіпотеза Пальмгрен-Майнера). Вона має наступний вигляд:

$$\Pi = \sum_{i=1}^s \Pi_i \quad (2)$$

де  $s$  – кількість циклів пошкодження;

$\Pi_i$  – пошкодження металу, що виникає при  $i$ -тому циклі коливачів.

Результати розрахунку пошкодження, що виникає при асинхронному включенні з кутом синхронізації  $30^\circ$  та тривалістю дії реактивного сплеску  $0,271$  с наведені в табл. 1.

В табл. 1 індексами 1 позначена кількість циклів пошкодження та сумарне пошкодження для стандартного валопроводу, а індексами 2 – для валопроводу без робочого ступеня ЦВТ (після відновлення).

Таблиця 1 – Циклічне пошкодження металу валопроводу внаслідок одного асинхронного включення

Ділянка валопроводу	$s_1$	$s_2$	$\Pi_1$	$\Pi_2$
РНТ-1 – РНТ-2	3	3	$7,17 \cdot 10^{-5}$	$7,54 \cdot 10^{-5}$
РНТ-2 – РВТ	4	4	$7,57 \cdot 10^{-5}$	$7,66 \cdot 10^{-5}$
РВТ – РНТ-3	5	6	$4,26 \cdot 10^{-5}$	$4,96 \cdot 10^{-5}$
РНТ-3 – РНТ-4	7	7	$2,15 \cdot 10^{-4}$	$2,18 \cdot 10^{-4}$
РНТ-4 – РГ	7	8	$6,85 \cdot 10^{-4}$	$6,45 \cdot 10^{-4}$

Аналізуючи результати дослідження, стає очевидно, що найбільше сумарне пошкодження металу відбувається на ділянці валопроводу між паровою турбіною та турбогенератором.

Для стандартного валопроводу в разі включення турбогенератора в мережу з кутом синхронізації  $30^\circ$  та тривалістю дії реактивного сплеску  $0,271$  с рівень пошкодження на найбільш небезпечній ділянці (між РНТ-4 та РГ) становить  $6,85 \cdot 10^{-4}$ , а для валопроводу після відновлення –  $6,45 \cdot 10^{-4}$ , що на  $0,058$  % менше. Таким чином відсутність одного робочого ступеня при всіх інших еквівалентних параметрах призводить до зменшення швидкості накопичення пошкодження. При цьому у разі проведення синхронізації валопроводу турбоустановки К-1000-60/3000 після зупинки турбоагрегату для проведення ремонтних робіт можливе здійснення близько 30 спроб підключення. Це призводить до виникнення пошкодження від крутильних коливань на рівні  $2,1$  % для стандартного валопроводу та  $2$  % для валопроводу після відновлення. Таким чином, пошкодження від крутильних коливань за весь час експлуатації енергоблоку становлять суттєву величину.

Схожі закономірності отримані для турбоагрегату К-200-130 в роботі [Ошибка! Источник

ссылки не найден.]. Дана особливість є типовою для більшості турбоагрегатів. Так як на ділянці валопроводу між паровою турбіною та турбогенератором діє максимальний крутний момент, то в разі реактивних сплесків з боку електрогенератора саме на цій ділянці буде відбуватися максимальне пошкодження металу турбоустановки.

При знятті всіх робочих лопаток з пошкодженого 5-го ступеня тиску для швидкого відновлення працездатного стану турбоустановки відбулося зменшення крутного моменту, що передається від парової турбіни до турбогенератора. Як наслідок, зменшилися дотичні напруження, що виникли при крутильних коливаннях, та відповідно рівень пошкодження при цьому також зменшився.

## Висновки

Отримана модель розрахунку напружено-деформованого стану та пошкодження металу валопроводу турбоустановки К-1000-60/3000 внаслідок включення турбогенератора в енергомережу з великим кутом синхронізації.

Інтенсивність крутильних коливань, які виникають внаслідок асинхронного включення суттєво залежать від кута синхронізації та моменту відключення турбогенератора від мережі. Збільшення кута синхронізації призводить до зростання реактивного крутного моменту, що виникає при цьому на роторі електрогенератора.

Розрахунок циклічного пошкодження за гіпотезою Пальмгрен-Майнера, підтвердив той факт що найбільший рівень пошкодження металу при реактивних сплесках з боку турбогенератора виникає між джерелом збудження та паровою турбіною.

Найбільший рівень пошкодження внаслідок підключення турбогенератора з грубою синхронізацією виникає на ділянці валопроводу між паровою турбіною та електрогенератором. Внаслідок одного асинхронного підключення, при тривалості дії реактивного сплеску  $0,271$  с, та куті синхронізації  $30^\circ$  для стандартного валопроводу пошкодження становлять  $0,0685$  %, а для валопроводу після відновлення –  $0,0645$  %. Відсутність одного робочого ступеня ЦВТ при всіх інших еквівалентних параметрах призводить до зменшення крутного моменту, тим самим зменшується швидкість накопичення пошкодження в металі.

Оскільки при пуску парової турбіни К-1000-60/3000 ЛМЗ після проведення ремонтних робіт може відбутися близько 30-ти спроб синхронізації та підключення турбогенератора до мережі, то внаслідок цього пошкодження вже становлять  $2,1$  % для стандартного валопроводу та  $2$  % для валопроводу після відновлення.

В разі багатократних асинхронних включень такого роду буде відбуватися накопичення пошко-

джені та розвиток тріщин в металі роторів та з'єднувальних муфт. Найінтенсивніше вичерпання ресурсу буде відбуватися на ділянках валопроводу між РНТ-4 та РГ і РНТ-3 – РНТ-4 відповідно.

#### Список літератури

1. Усатий О. П. Пошук можливих конструктивних рішень для продовження експлуатації ЦВТ потужної турбіни АЕС після пошкодження лопаток ротора / О. П. Усатий, О. Ю. Черноусенко, В. А. Пешко // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – 2023. – № 1–2(13–14). – С. 5–10. – Бібліогр.: 7 назв. – ISSN 2078-774X (print). – ISSN 2707-7543 (on-line). – DOI: <https://doi.org/10.20998/2078-774X.2023.01.01>.
2. Турбина паровая К-1000-60/3000. Техническое описание и инструкция по эксплуатации № 1-Э-ТЦ-2. – Варш : НАЭК «ЭНЕРГОАТОМ», 2006. – 112 с.
3. Bovsunovsky A. P. Fatigue damage of steam turbine shaft at asynchronous connections of turbine generator to electrical network / A. P. Bovsunovsky // Journal of Physics: Conference Series. 11th International Conference on Damage Assessment of Structures (DAMAS 2015) 24–26 August 2015, Ghent, Belgium. – 2015. – Vol. 628. – 8 p. – DOI: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/628/1/012001>.
4. Bovsunovsky A. Modeling of the circumferential crack growth under torsional vibrations of steam turbine shafting / A. Bovsunovsky, E. Shtefan, V. Peshko // Theoretical and Applied Fracture Mechanics. – 2023. – Vol. 5. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.tafmec.2023.103881>.
5. Mitsche, J. V. Shaft torsional stress due to asynchronous fault synchronization / J. V. Mitsche, P. A. Rusche // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – 1980. – Vol. PAS-99, Is. 5. – P. 1864–1870. – ISSN 0018-9510. – DOI: <https://doi.org/10.1109/TPAS.1980.319835>.
6. Chernousenko O. Estimation of Steam Turbine Shafts Fatigue Damage Caused by Torsional Vibrations / O. Chernousenko, V. Peshko, B. Marisyuk, A. Bovsunovsky // Proceedings of the 8th International Conference on Fracture, Fatigue and Wear. FFW 2020. Lecture Notes in Mechanical Engineering. Springer, Singapore. – pp. 533–541. – ISBN 978-981-15-9893-7. – DOI: [https://doi.org/10.1007/978-981-15-9893-7\\_39](https://doi.org/10.1007/978-981-15-9893-7_39).

#### References (transliterated)

1. Usatyi O., Chernousenko O., Peshko V. (2023), “Searching for Possible Design Solutions to Extend the Service Life of the HPC of a Powerful NPP Turbine after Damage to the Rotor Blades”, *Bulletin of NTU “KPI”. Series: Power and heat engineering processes and equipment*, no. 1–2(13–14), pp. 5–10, ISSN 2078-774X (print), ISSN 2707-7543 (on-line), <https://doi.org/10.20998/2078-774X.2023.01.01>.
2. (2006), *Turbina parovaya K-1000-60/3000. Technicheskoe opisanie i instrukciya po e'kspluatacii № 1-E'-TC-2* [Steam turbine K-1000-60/3000. Technical description and operating instructions No. 1-E-TC-2], NAEK “ENERGOATOM”, Varash 112 p.
3. Bovsunovsky A. P. (2015), “Fatigue damage of steam turbine shaft at asynchronous connections of turbine generator to electrical network”, *Journal of Physics: Conference Series. 11th International Conference on Damage Assessment of Structures (DAMAS 2015) 24–26 August 2015, Ghent, Belgium*, vol. 628, 8 p, <https://doi.org/10.1088/1742-6596/628/1/012001>.
4. Bovsunovsky A., Shtefan E., Peshko V. (2023), “Modeling of the circumferential crack growth under torsional vibrations of steam turbine shafting”, *Theoretical and Applied Fracture Mechanics*, vol. 5, <https://doi.org/10.1016/j.tafmec.2023.103881>.
5. Mitsche, J. V., Rusche P. A. (1980), “Shaft torsional stress due to asynchronous fault synchronization”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-99, is. 5, pp. 1864–1870, ISSN 0018-9510, <https://doi.org/10.1109/TPAS.1980.319835>.
6. Chernousenko O., Peshko V., Marisyuk B., Bovsunovsky A. (2020), “Estimation of Steam Turbine Shafts Fatigue Damage Caused by Torsional Vibrations”, *Proceedings of the 8th International Conference on Fracture, Fatigue and Wear. FFW 2020. Lecture Notes in Mechanical Engineering. Springer, Singapore*, pp. 533–541, ISBN 978-981-15-9893-7, DOI: [https://doi.org/10.1007/978-981-15-9893-7\\_39](https://doi.org/10.1007/978-981-15-9893-7_39).

Надійшла (received) 11.12.2023

#### Відомості про авторів / About the Authors

**Черноусенко Ольга Юрійвна (Chernousenko Olga)** – доктор технічних наук, професор, КПІ ім. Ігоря Сікорського, завідувач кафедри теплової та альтернативної енергетики; м. Київ; тел.: (050) 413–40–50; e-mail: [chernousenko20a@gmail.com](mailto:chernousenko20a@gmail.com); ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1427-8068>. Scopus 6507954096.

**Марисюк Богдан Олександрович (Marisyuk Bohdan)** – аспірант кафедри теплової та альтернативної енергетики, КПІ ім. Ігоря Сікорського, м. Київ; тел.: (097) 394–03–17; e-mail: [bodia.marisyuk@gmail.com](mailto:bodia.marisyuk@gmail.com); ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1099-0290>. Scopus 57222086897.