

КОМПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА ЭНДОСКОПИРОВАНИЯ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЭРОЗИОННОГО ИЗНОСА ЛОПАТОК ПАРОВЫХ ТУРБИН

Г. А. ШУТЬ¹, Е. И. ПУЗЫРЕВ¹, А. В. ВАСИЛЬЕВА², А. С. ВАСИЛЬЕВ²,
И. С. НЕКРЫЛОВ², А. Х. АХМЕРОВ², А. Н. ТИМОФЕЕВ²

¹НПО „Энергореновация“, 191023, Санкт-Петербург, Россия

²Университет ИТМО, 197101, Санкт-Петербург, Россия

E-mail: avasileva@itmo.ru

Рассматриваются особенности работы системы видеоэндоскопирования рабочих лопаток паровой турбины без вскрытия корпуса цилиндров в режиме работы турбоагрегата на валоповоротном устройстве. Предложены концепция системы и ее структурная схема, в состав которой входят гибкий и жесткий видеоэндоскопы, синхродатчик и персональный компьютер. Представлен алгоритм вычисления длины хорды лопаток методом цифровой обработки изображения, позволяющий оценивать динамику износа рабочих лопаток во времени. С использованием разработанного экспериментального стенда, моделирующего ротор турбины, проведены исследования статической характеристики синхродатчика и оценена погрешность определения длины хорды лопаток. Экспериментальные исследования показали, что погрешность определения длины хорды в предложенной конфигурации системы не превышает 0,2 мм.

Ключевые слова: система видеоэндоскопирования, лопатки турбины, цилиндры низкого давления, эрозионный износ, техническое зрение

Введение. Паровая турбина является основным энергетическим узлом различных агрегатов во многих областях промышленности и техники. КПД паровых турбин напрямую зависит от степени износа рабочих лопаток. Многолетняя история эксплуатации паровых турбин показывает, что эрозионному износу наиболее подвержены рабочие лопатки цилиндров низкого давления (ЦНД), в особенности на последних ступенях [1—4]. Применение защитных материалов для поверхности лопаток продлевает срок их эксплуатации, однако со временем эрозионный износ в любом случае достигает критического значения [5, 6]. На данный момент контроль эрозионного износа рабочих лопаток паровых турбин проводится при полном останове турбины с вскрытием корпуса во время капитального ремонта. Капитальный ремонт турбины строго регламентирован по длительности, так как простой турбины непосредственно влияет на экономические показатели эффективности турбоагрегата. Периодичность капитального ремонта может варьироваться от 2 до 4 лет в зависимости от номинальной мощности турбины и текущего срока ее эксплуатации. Динамику эрозионного износа рабочих лопаток прогнозируют с использованием теоретических [7—10] и экспериментальных моделей [11]. Однако в силу зависимости от множества факторов такие модели сложно использовать в реальных условиях. Применение ручного инструмента [7,12] при работе на валоповоротном устройстве (ВПУ) невозможно, поэтому оптимальным решением в данной ситуации является использование специальных систем видеоэндоскопирования [13—15], позволяющих без вскрытия корпуса турбины с помощью валоповоротного устройства проводить фактический контроль степени износа рабочих лопаток.

Цель настоящей статьи — исследование принципов функционирования и разработка структурной схемы системы контроля эрозионного износа рабочих лопаток ЦНД паровых турбин на основе видеоэндоскопирования при работе турбоагрегата на валоповоротном устройстве.

Функционирование КСЭ в режиме валоповорота турбины осуществляется с помощью бороскопа, синхродатчика, блока согласования и специального программного обеспечения (СПО) персонального компьютера (ПК).

При включении системы ПЛИС синхродатчика считывает из ПЗУ калибровочные угловые положения каждой лопатки. Затем ФКД непрерывно регистрирует изменения угла поворота вала относительно его предыдущего положения, передавая результат в ПЛИС. При достижении сохраненных в ПЗУ значений ПЛИС через устройство сопряжения и блок согласования посылает сигнал бороскопу для захвата изображения. Указанная процедура выполняется для всех лопаток при полном обороте вала, окончание которого индицируется детектированием референсной метки. Референсная метка выполнена из высокоотражательной микропризматической ленты [20], а датчик метки представляет собой световозвращающий фотоэлектрический датчик фирмы „Leuze Electronics“ [21].

Захваченные описанным образом изображения обрабатываются с помощью СПО, которое детектирует и анализирует кромки лопаток, а затем сохраняет изображения в соответствующие ячейки базы данных с указанием даты. СПО также позволяет в любой момент времени осуществлять выборку изображений из базы данных для визуального отслеживания изменений состояния лопаток за весь период эксплуатации КСЭ и прогнозирования момента их замены.

Входящий в состав КСЭ флексоскоп предназначен для визуального осмотра труднодоступных отсеков турбины в режиме останова. При осмотре, осуществляемом оператором вручную, не предполагается автоматизация процесса, идентификация лопаток и численная оценка их повреждений.

Алгоритм обработки информации. Алгоритм обнаружения кромки лопатки (рис. 2) основан на методах цифровой обработки изображений.

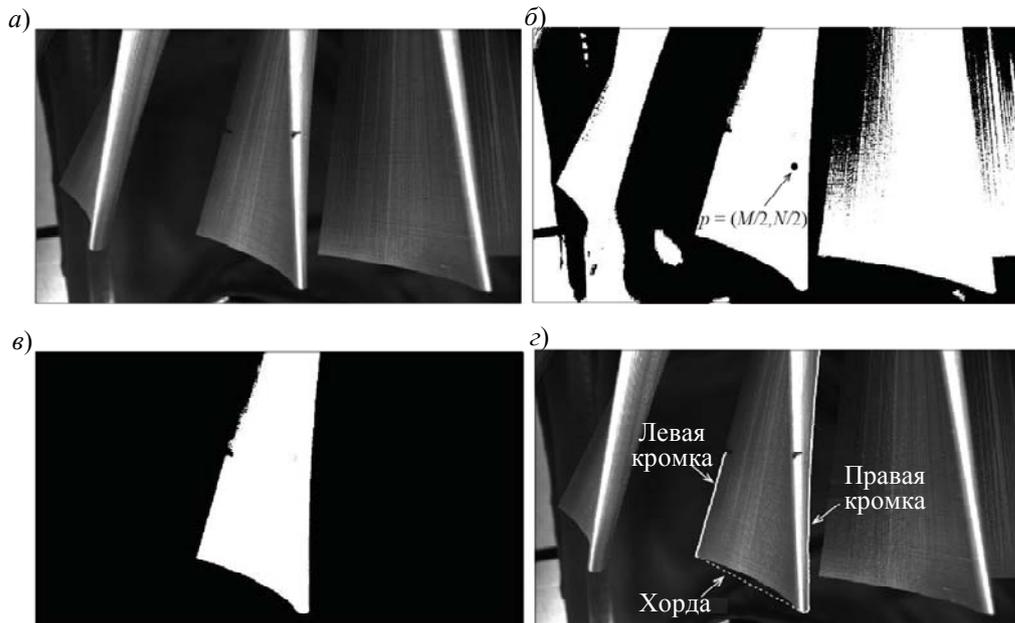


Рис. 2

Исходное полутоновое изображение I_G , полученное бороскопом, показано на рис. 2, а. Первый шаг алгоритма — бинаризация изображения I_G с адаптивным порогом t_0 , значение которого определяется по методу Отсу [22]; в результате формируется бинарное изображение I_B , показанное на рис. 2, б:

$$I_B(x, y) = \begin{cases} 1, & \text{если } I_G(x, y) \geq t_0; \\ 0, & \text{если } I_G(x, y) < t_0, \end{cases}$$

где (x, y) — координаты пикселей изображений I_G и I_B размером $M \times N$, $x = 1, \dots, M, y = 1, \dots, N$.

Следующий шаг — нахождение связных компонент на изображении I_B [23]. Изображение I_B содержит две связных компоненты S_1 и S_2 , соответствующие двум лопаткам. В один момент времени анализируется только одна лопатка, которая на изображении находится справа. После выполнения калибровки известно, что пиксел p с координатами $p = (M/2, N/2)$ принадлежит искомой связной компоненте S_2 (см. рис. 2, б). Все элементы этой связной компоненты можно найти с помощью рекуррентного соотношения

$$X_k = (X_{k-1} \oplus B) \cap A = \left\{ z \mid [(\hat{B})_z \cap X_{k-1}] \subseteq X_{k-1} \right\} \cap A, \quad k = 1, 2, 3, \dots,$$

где A — множество, содержащее элементы изображения; X_k — множество элементов связной компоненты, $X_0 = p$; B — структурообразующее множество, \hat{B} — его центральное отражение; \oplus — операция дилатации; z — множество всех смещений B относительно X_k .

В результате искомая связная компонента S_2 , соответствующая исследуемой лопатке, содержит k элементов, являющихся координатами пикселей изображения этой лопатки. Поскольку связная компонента S_1 не рассматривается в алгоритме, в дальнейшем связную компоненту S_2 будем именовать S . Изображение I_S , содержащее только компоненту S , показано на рис. 2, в.

Заключительным шагом алгоритма является нахождение на изображении кромок лопатки и вычисление длины хорды. Для нахождения кромок анализируется каждый пиксел, входящий в связную компоненту S , и соседний с ним пиксел изображения I_S . Первая (левая) кромка образует множество пикселей E_1 :

$$E_1 = \{(x, y) \mid (x, y) \in S \wedge I_S(x-1, y) = 0\}.$$

Вторая (правая) кромка лопатки находится аналогичным образом. Пикселы, принадлежащие второй кромке, образуют множество E_2 :

$$E_2 = \{(x, y) \mid (x, y) \in S \wedge I_S(x+1, y) = 0\}.$$

Для определения длины хорды необходимо найти крайнюю точку p_1 кромки E_1 , которая имеет максимальную из входящих в множество пикселей вертикальную координату $y_{1,i}$. Вертикальная координата является максимальной, если удовлетворяет условию

$$\forall y \in E_1 : (y \geq y_{1,i} \Rightarrow y = y_{1,i}).$$

Найденные вертикальная координата и соответствующая ей горизонтальная — это координаты крайней точки $p_1 = (x_{1,i}, y_{1,i})$ кромки E_1 . Крайняя точка $p_2 = (x_{2,i}, y_{2,i})$ кромки E_2 определяется аналогичным образом. После этого длина хорды лопатки вычисляется согласно выражению

$$b_{px} = \sqrt{(x_2 - x_1)^2 + (y_2 - y_1)^2}.$$

Исходное изображение I_G с найденными кромками и хордой показано на рис. 2, г.

Экспериментальные исследования. Для подтверждения работоспособности предлагаемой структуры КСЭ был создан экспериментальный стенд, состоящий из имитатора вала турбины, имитатора рабочих лопаток ЦНД и имитатора валоповоротного устройства. Общий вид стенда представлен на рис. 3.

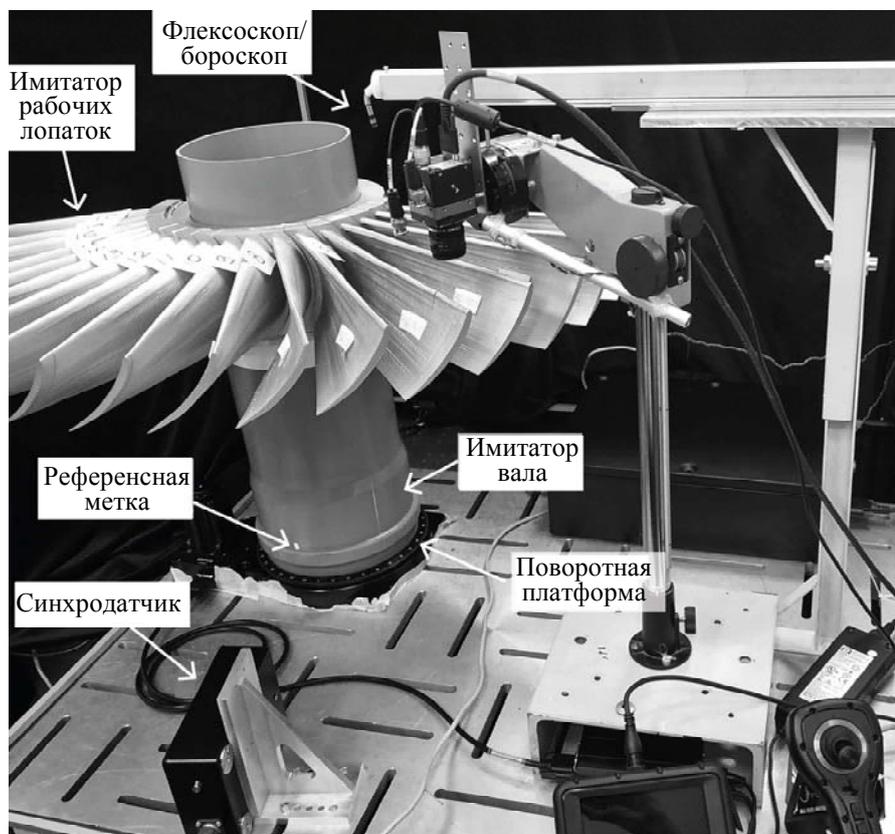


Рис. 3

Стенд изготовлен в масштабе 1:5 относительно ЦНД паровой турбины К-1200-6.8-50, установленной на ЛАЭС-2. В качестве имитатора вала использована труба с внешним диаметром 200 мм, на которой с помощью специального устройства крепления зафиксированы имитаторы рабочих лопаток, изготовленные методом 3D-печати. На имитатор вала устанавливается и референсная метка. Угловое положение имитатора вала контролируется синхродатчиком.

Стенд имеет жесткое основание, на котором фиксируется поворотная платформа Standa, выполняющая функцию имитатора валоповоротного устройства. Скорость вращения имитатора ВПУ определялась исходя из исходных значений скорости вращения ротора турбины К-1200-6.8-50 при валоповороте (1,1 об/мин), диаметра вала и длины лопаток ЦНД.

С помощью жесткой технологической штанги фиксируется либо бороскоп в режиме валоповорота, либо флексоскоп в режиме визуального контроля. Вся конструкция стенда закрывается светонепроницаемым кожухом.

Для оценки погрешности определения углового положения вала синхродатчиком было проведено исследование его статической характеристики. Для этого устанавливалось заданное угловое положение поворотной платформы с точностью $6'$ и фиксировались соответствующие показания синхродатчика. В ходе эксперимента непрерывно произведено пять полных оборотов с фиксацией положения через каждые 4° , а затем показания синхродатчика сравнивались в двух соседних положениях платформы. На рис. 4 представлен результат исследования статической характеристики синхродатчика КСЭ; по оси ординат: $\Delta\alpha$ — разность показаний синхродатчика; по оси абсцисс: N — номер отсчета.

Как видно из графика, разброс показаний имеет случайный характер со средним значением, равным нулю. СКО составляет $0,26^\circ$ или $15,6'$.

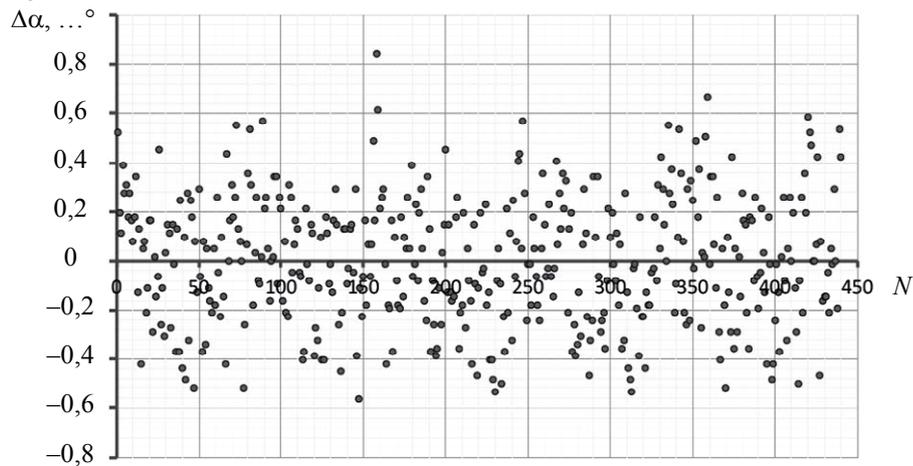


Рис. 4

Для оценки эффективности рассмотренного алгоритма были получены изображения лопаток в трех различных угловых положениях, показанные на рис. 5, а—в; углы поворота лопаток относительно вертикали изображения: а — $7^\circ 48'$, б — $11^\circ 10'$, в — $14^\circ 54'$.

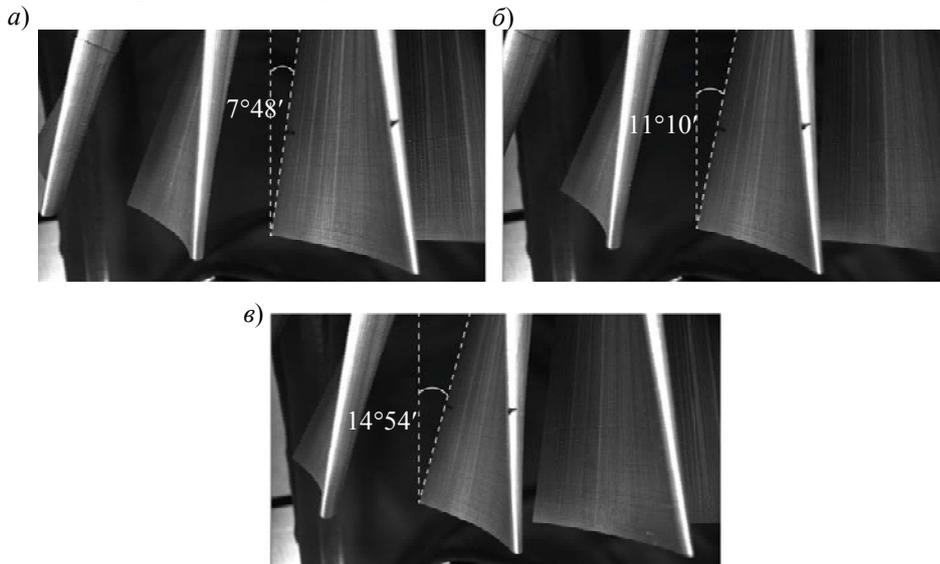


Рис. 5

В каждом положении было получено 100 изображений. Для каждого положения вычислялся масштабный коэффициент

$$g = b_r / b_{px,1},$$

где b_r — истинная длина хорды лопатки, мм; $b_{px,1}$ — длина хорды в пикселах, вычисленная по первому изображению в анализируемом угловом положении.

Длина хорды b_{px} в пикселах пересчитывалась в миллиметры с использованием масштабного коэффициента

$$b_{mm} = g \cdot b_{px}.$$

После этого оценивалось СКО полученных результатов:

$$\sigma_{b_{mm}} = \sqrt{0,01 \sum_{i=1}^{100} (b_{mm,i} - \bar{b}_{mm})^2},$$

где \bar{b}_{mm} — средняя арифметическая вычисленная длина хорды по 100 измерениям.

СКО составляет 0,2, 0,12 и 0,13 мм для изображений, приведенных на рис. 5, а, б, в соответственно.

Заключение. Сформулированы принципы построения и функционирования системы мониторинга лопаток ЦНД паровых турбин на основе технического комплекса, включающего флексоскоп, бороскоп и синхродатчик. Представлен алгоритм вычисления длины хорды лопаток методом цифровой обработки изображения, позволяющий оценивать динамику износа рабочих лопаток во времени. С помощью разработанного экспериментального стенда исследована статическая характеристика синхродатчика для оценки погрешности определения углового положения вала. Подтверждена работоспособность предлагаемой схемы построения системы с возможностью контроля эрозионного износа рабочих лопаток паровой турбины с погрешностью не более 0,2 мм.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шпензер Г. Г., Захаров А. В., Тюхтяев А. М. Устойчивость потока в последних ступенях цилиндров низкого давления паровых турбин // Науч.-техн. ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. 2014. № 3 (202). С. 54—61.
2. Малорасходные режимы ЦНД турбины Т-250/300-240 / Под ред. В. А. Хаимова. СПб: БХВ-Петербург, 2007. 240 с.
3. Поваров О. А., Станиша Б., Рыженков В. А. Исследование эрозионного износа рабочих лопаток паровых турбин // Теплоэнергетика. 1988. № 4. С. 66—69.
4. Шкотов Ю. Д. Об эрозионном износе проточных частей паровых турбин // Энергетик. 1990. № 4. С. 16—17.
5. Севидова Е. К., Мацевитый В. М., Казак И. Б., Вакул К. В. Оценка защитных свойств многослойных покрытий для лопаток паровых турбин // Электронная обработка материалов. 2007. № 6. С. 4—9.
6. Смылова М. К., Исанбердин А. Н. Технологические особенности восстановления эксплуатационных свойств титановых лопаток паровых турбин // Вестн. Уфим. гос. авиационного технического ун-та. 2006. Т. 7, № 1. С. 103—109.
7. Staniša B., Ivušić V. Erosion behaviour and mechanisms for steam turbine rotor blades // Wear. 1995. Vol. 186. P. 395—400.
8. Gerber A. G., Sigg R., Völker L., Casey M. V., Sürken N. Predictions of non-equilibrium phase transition in a model low-pressure steam turbine // Proc. of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy. 2007. Vol. 221, N 6. P. 825—835.
9. Neumann F. J. Liquid impingement erosion // ASM handbook. 1992. Vol. 18. P. 221.
10. Шубенко А. Л., Голощанов В. Н., Стрельников И. С., Решитко И. В. Влияние крупнодисперсной влаги на рабочие процессы влажнопаровых ступеней турбин // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. 2014. № 11 (130). С. 28—39
11. Ahmad M., Schatz M., Casey M. V. Experimental investigation of droplet size influence on low pressure steam turbine blade erosion // Wear. 2013. Vol. 303, N 1—2. P. 83—86.
12. Амелюшкин В. Н. Измерение эрозионного износа лопаток паровых турбин // Тр. ЦКТИ. 1985. Вып. 221. С. 55—58.
13. Хаимов В. А., Ляпунов В. М., Рубинов А. М., Шелест С. О. Система оперативного контроля и диагностики эрозионного износа лопаточного аппарата паровых турбин // Тр. ЦКТИ. 2003. № 292. С. 114—122.
14. Gavrilov I., Popov V. Influence of the temperature of the heating steam on the characteristics of the liquid phase downstream the stator blades of steam turbine // J. of Physics: Conference Series. 2018. Vol. 1128, N 1. P. 012122.
15. Хаимов В. А., Кокин В. Н., Пузырев Е. И., Воронов Е. О., Ганжин В. А. Внедрение системы оперативного контроля и диагностики эрозионного износа рабочих лопаток мощных паровых турбин // Электрические станции. 2006. № 12. С. 32—36.
16. Endoscope Inspection [Электронный ресурс]: <<http://www.doosanskodapower.com/en/turbomachinery-services/field-and-site-service/endoscope-inspection/>>.

17. Grant B. Steam Turbine Maintenance & Repair Management [Электронный ресурс]: <<https://www.power-eng.com/2016/05/24/steam-turbine-maintenance-repair-management/>>.
18. Burkhardt G., Parvin A., Fisher J. Remote inspection of steam turbines with turbine casing in place // Proc. of the 6th Intern. Conf. on NDE in Relation to Structural Integrity for Nuclear and Pressurized Components. 2007 [Электронный ресурс]: <https://www.ndt.net/article/jrc-nde2007/papers/30_16-23.pdf>.
19. Дмитриев А. Л. Оптические методы обработки информации: Учеб. пособие. СПб: СПбГУ ИТМО, 2005.
20. Trushkina A. V., Vasilev A. S., Serikova M. G., Anisimov A. G. High-reflection microprismatic material as a base for passive reference marks in machine vision metrology applications // Automated Visual Inspection and Machine Vision II, Intern. Soc. for Optics and Photonics. 2017. Vol. 10334. P. 103340G.
21. RK 318 Retro-reflective photoelectric sensors // Leuze electronic. 2019 [Электронный ресурс]: <https://www.ndt.net/article/jrc-nde2007/papers/30_16-23.pdf>.
22. Otsu N. A threshold selection method from gray-level histograms // IEEE Transact. on Systems, Man, and Cybernetics. 1979. Vol. 9, N 1. P. 62—66.
23. Гонсалес Р., Вудс Р. Цифровая обработка изображений М.: Техносфера, 2015. 1104 с.

Сведения об авторах

- | | |
|--------------------------------------|--|
| Геннадий Александрович Шуть | — НПО „Энергореновация“; технический директор;
E-mail: abela@mail.ru |
| Евгений Иванович Пузырев | — НПО „Энергореновация“; генеральный директор;
E-mail: info@ene-s.ru |
| Анна Владимировна Васильева | — Университет ИТМО; мл. научный сотрудник;
E-mail: avasileva@itmo.ru |
| Александр Сергеевич Васильев | — канд. техн. наук; Университет ИТМО; доцент;
E-mail: a_s_vasilev@itmo.ru |
| Иван Сергеевич Некрылов | — Университет ИТМО; инженер; E-mail: nekrylov@itmo.ru |
| Артём Харисович Ахмеров | — Университет ИТМО; инженер; E-mail: akakhmerov@itmo.ru |
| Александр Николаевич Тимофеев | — канд. техн. наук; Университет ИТМО; ст. научный сотрудник;
E-mail: timofeev@itmo.ru |

Поступила в редакцию
23.12.19 г.

Ссылка для цитирования: Шуть Г. А., Пузырев Е. И., Васильева А. В., Васильев А. С., Некрылов И. С., Ахмеров А. Х., Тимофеев А. Н. Комплексная система эндоскопирования для контроля эрозионного износа лопаток паровых турбин // Изв. вузов. Приборостроение. 2020. Т. 63, № 3. С. 228—236.

**INTEGRATED ENDOSCOPY SYSTEM
FOR MONITORING EROSION WEAR OF STEAM TURBINE BLADES**

**G. A. Shut¹, E. I. Puzyrev¹, A. V. Vasileva², A. S. Vasilev²,
I. S. Nekrylov², A. K. Akhmerov², A. N. Timofeev²**

¹Research and Production Association Energorenovatsiya, LLC, 191023, St. Petersburg, Russia

²ITMO University, 197101, St. Petersburg, Russia
E-mail: avasileva@itmo.ru

The features of video endoscopy system for monitoring working blades of a steam turbine without opening the cylinder body in the operation mode of the turbine unit on a shaft-turning device are considered. The system concept and structural diagram including a flexible and rigid video endoscope, a synchro-sensor and a personal computer, are described. A digital image processing algorithm for calculating blade chords and evaluating the working blades wear dynamics is proposed. The static characteristics of the synchro-sensor are studied using the developed experimental bench simulating the turbine rotor, and the blade chord value is estimated. According to presented experimental data, the error in calculating the blade chord does not exceed 0,2 mm.

Keywords: video endoscopy system, turbine blades, low-pressure cylinder, erosion wear, technical vision

REFERENCES

1. Shpenzer G.G., Zakharov A.V., Tyukhtayev A.M. *St. Petersburg Polytechnic University Journal of Engineering Science and Technology*, 2014, no. 3(202), pp. 54–61. (in Russ.)
2. Khaimov V.A., ed., *Maloraskhodnyye rezhimy TSND turbiny T-250/300-240* (Low-Consumption Modes of the low-Pressure Cylinder of the T-250 / 300-240 Turbine), St. Petersburg, 2007, 240 p. (in Russ.)
3. Povarov O.A., Stanisha B., Ryzhenkov V.A. *Thermal Engineering*, 1988, no. 4, pp. 66–69. (in Russ.)
4. Shkotov Yu.D. *Energetik*, 1990, no. 4, pp. 16–17. (in Russ.)
5. Sevidova E.K., Matsevityy V.M., Kazak I.B., Vakul K.V. *Surface Engineering and Applied Electrochemistry*, 2007, no. 6, pp. 4–9. (in Russ.)
6. Smyslova M.K., Isanberdin A.N. *Vestnik USATU*, 2006, no. 1(7), pp. 103–109. (in Russ.)
7. Staniša B., Ivušić V. *Wear*, 1995, vol. 186, pp. 395–400.
8. Gerber A.G., Sigg R., Völker L., Casey M.V., Sürken N. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 2007, no. 6(221), pp. 825–835.
9. Heymann F.J. *ASM handbook*, 1992, vol. 18, pp. 221.
10. Shubenko A.L., Goloshchapov V.N., Strel'nikov I.S., Reshit'ko I.V. *Energy saving. Power engineering. Energy audit*, 2014, no. 11(130), pp. 28–39. (in Russ.)
11. Ahmad M., Schatz M., Casey M.V. *Wear*, 2013, no. 1-2 (303), pp. 83–86.
12. Amelyushkin V.N. *Proceedings of the NPO CKTI*, 1985, no. 221, pp. 55–58. (in Russ.)
13. Khaimov V.A., Lyapunov V.M., Rubinov A.M., Shelest S.O. *Proceedings of the NPO CKTI*, 2003, no. 292, pp. 114–122. (in Russ.)
14. Gavrilov I., Popov V. *Journal of Physics: Conference Series*, IOP Publishing, 2018, no. 1(1128), pp. 012122.
15. Khaimov V.A., Kokin V.N., Puzyrev E.I., Voronov E.O., Ganzhin V.A. *Power stations*, 2006, no. 12, pp. 32–36. (in Russ.)
16. *Endoscope Inspection*, <http://www.doosankodapower.com/en/turbomachinery-services/field-and-site-service/endoscope-inspection/>.
17. Grant B. *Steam Turbine Maintenance & Repair Management*, <https://www.power-eng.com/2016/05/24/steam-turbine-maintenance-repair-management/>.
18. Burkhardt G., Parvin A., Fisher J. *6th International Conference on NDE in Relation to Structural Integrity for Nuclear and Pressurized Components*, 2007, https://www.ndt.net/article/jrc-nde2007/papers/30_16-23.pdf.
19. Dmitriyev A.L. *Opticheskiye metody obrabotki informatsii* (Optical Information Processing Methods), St. Petersburg, 2005. (in Russ.)
20. Trushkina A.V., Vasilev A.S., Serikova M.G., Anisimov A.G. *Automated Visual Inspection and Machine Vision II. International Society for Optics and Photonics*, 2017, vol. 10334, pp. 103340G.
21. *Leuze electronic*, 2019, <https://sensoren.ru/manual/leuze/50082143.pdf>.
22. Otsu N. *IEEE transactions on systems, man, and cybernetics*, 1979, no. 1(9), pp. 62–66.
23. Gonzalez R.C., Woods R.E. *Digital Image Processing*, Prentice Hall, 2008, 954 p.

Data on authors

- | | |
|-------------------------------|---|
| Gennady A. Shut' | — Research and Production Association Energorenovatsiya, LLC; Technical Director; E-mail: abela@mail.ru |
| Evgeny I. Puzyrev | — Research and Production Association Energorenovatsiya, LLC; General Director; E-mail: info@ene-s.ru |
| Anna V. Vasileva | — ITMO University; Junior Researcher; E-mail: avasileva@itmo.ru |
| Aleksander S. Vasilev | — PhD; ITMO University; E-mail: a_s_vasilev@itmo.ru |
| Ivan S. Nekrylov | — ITMO University; Engineer; E-mail: nekrylov@itmo.ru |
| Artyom K. Akhmerov | — ITMO University; Engineer; E-mail: akakhmerov@itmo.ru |
| Aleksander N. Timofeev | — PhD; ITMO University; Senior Researcher; E-mail: timofeev@itmo.ru |

For citation: Shut' G. A., Puzyrev A. V., Vasileva A. V., Vasilev A. S., Nekrylov I. S., Akhmerov A. K., Timofeev A. N. Integrated endoscopy system for monitoring erosion wear of steam turbine blades. *Journal of Instrument Engineering*. 2020. Vol. 63, N 3. P. 228–236 (in Russian).

DOI: 10.17586/0021-3454-2020-63-3-228-236