



Energetyka

PROBLEMY ENERGETYKI I GOSPODARKI PALIWOWO-ENERGETYCZNEJ

ISSN 0013-7294

CENA 35 Zł (w tym 8% VAT)

12/2025
(858)



**Wesołych Świąt Bożego Narodzenia
i Do Siego Roku**
życzy

pronovum[®]
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES

Centrum Badawczo – Rozwojowe

od 1987 r.



Biuletyn

nr 3/2025

**Zespół redakcyjny: mgr inż. Jerzy Dobosiewicz,
dr inż. Jerzy Trzeczyski**



System zarządzania
ISO 9001:2015
ISO 14001:2015
ISO 45001:2018
www.tuv.com
ID: 9000012483



POLSKA
NAGRODA
JAKOŚCI
XXII edycja 2016
LAUREAT
w kategorii:
średnia organizacja
naukowo-techniczna

pronovum[®]
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo - Rozwojowe
— od 1987 r. —

Szanowni Państwo,

Niniejszy Biuletyn zawiera cztery artykuły o tematyce nawiązującej do referatów wygłoszonych podczas XXVII Sympozjum Pro Novum, z którego relacja została opublikowana w dalszej części grudniowej „Energetyki”. Autorzy trzech pierwszych artykułów prezentują doświadczenia firm, uzyskane podczas wykonywania serwisów w zakresie utrzymania stanu technicznego, napraw oraz modernizacji eksploatowanych od dawna bloków jądrowych, ale także bloków konwencjonalnych, w tym węglowych. Podobnie zdobyte doświadczenia prezentowały prawie wszystkie firmy biorące aktywny udział w „dniu jądrowym” Sympozjum: Grupa Powen-Wafapomp SA, Energoremont Sp. z o.o. Westinghouse Electric Company LLC oraz Koli Sp. z o.o.

Przedstawiciele polskich firm technologicznych, potencjalny local content, wskazywali na ryzyka związane z poniesieniem wysokich nakładów na spełnienie wymagań dostawcy urządzeń elektrowni jądrowej bez pewności pozyskania zamówień podczas budowy, a zwłaszcza jej eksploatacji. Pytaniem powtarzającym się najczęściej w trakcie Sympozjum było, czy potencjał możliwości i kompetencji polskich firm serwisowych uda się zachować do czasu wybudowania pierwszego i następnych bloków jądrowych. W tym czasie wyłączane będą z eksploatacji kolejne bloki węglowe, a nowe bloki gazowo-parowe i gazowe będą serwisowane przez ich dostawców w formule LTSA. Do konsekwencji takiej formuły utrzymania stanu technicznego majątku produkcyjnego, a zwłaszcza jego zaawansowanych technicznie komponentów, nawiązuje czwarty artykuł.

Nawet kilkunastoletnie serwisy w formule LTSA rodzą problem jak zrównoważyć wiedzę i kompetencję dostawcy, zwłaszcza gdy bloki buduje się bez offsetu technologicznego? Jak sprawować w takich przypadkach efektywną kontrolę właścicielską nad strategią utrzymania technicznego majątku produkcyjnego, którego koszty w całym okresie eksploatacji mogą być niewiele niższe od kosztów jego zakupu?

Energetyką, od zawsze, rządzi geopolityka. W ostatnim czasie widać to coraz wyraźniej. Silni coraz częściej dają to odczuć pozostałym. Technologie stały się jednym z atrybutów siły. Najsilniejsi komunikują pozostałym o „renesansie” paliw kopalnych oraz energetyki jądrowej. Ochrona suwerenności energetycznej staje się w takich warunkach najważniejszym wyzwaniem. Nastął czas realistycznej oceny własnych możliwości, zimnego realizmu, a w dziedzinie technologii inspirowania się postępowaniem tych, którzy potrafią je adaptować we własnym interesie. Sięgnijmy po doświadczenia tych, którzy nie tylko kupują, ale robią to w sposób pozwalający skutecznie chronić swoją technologiczną autonomię.

Jerzy Trzeczyski

Diagnostyka, naprawy i serwis elementów turbozespołów bloków jądrowych oraz współczesnych bloków konwencjonalnych

Diagnostics, repairs and service of turbine components nuclear and latest generation conventional power units

Specjalnością Pro Novum, od prawie 40 lat, są diagnostyka, naprawy i serwis turbin parowych turbozespołów długo eksploatowanych, które nadal stanowią podstawę bezpiecznej transformacji polskiej energetyki. Zdobyte w ten sposób kompetencje wykorzystywane są w obszarze diagnostyki turbin parowych i generatorów najnowszej generacji, turbin wiatrowych, a także turbozespołów na blokach jądrowych. Zaprezentowano wybrane przykłady diagnostyki wspierającej naprawy wirników generatorów z Elektrowni Chmielnicka (Ukraina), diagnostyki i naprawy wirników krótko eksploatowanych turbin parowych najnowszej generacji oraz serwisu diagnostycznego, nadzorującego bezpieczną eksploatację naprawianych elementów, wykonywanego w zdalnym trybie z wykorzystaniem współczesnych technologii modelowania konstrukcji i oceny bezpieczeństwa.

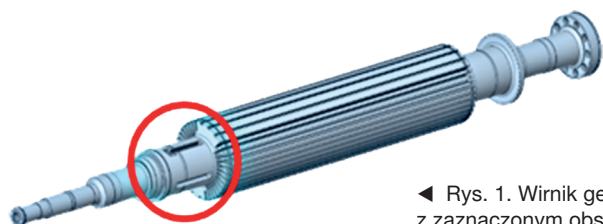
Słowa kluczowe: diagnostyka, naprawy, serwis turbin parowych turbozespołów i generatorów, turbin wiatrowych i turbozespołów na blokach jądrowych

For almost 40 years, Pro Novum has specialised in the diagnostics, repairs, and servicing of long-operation steam turbines, which continue to be the base for the safe transformation of the Polish energy sector. The expertise acquired in this area is applied to the diagnostics of the latest generation of steam turbines and generators, wind turbines, and turbines in nuclear power plants. Selected examples of diagnostics supporting the repair of generator rotors at the Chmielnicka Power Plant (Ukraine), diagnostics and repairs of rotors of recently operated steam turbines of the latest generation, and diagnostic services supervising the safe operation of repaired components, performed remotely using modern design modeling and safety assessment technologies, are presented.

Keywords: diagnostics, repairs, servicing steam turbines and generation, wind turbines and turbines in nuclear power plants

Diagnostyka i naprawa wirnika generatora typu TWW-1000-2Y3 bloku nr 2 z Elektrowni Chmielnicka

Wirnik generatora typu TWW-1000-2Y3 (rys. 1) uległ w 2010 i 2013 roku awarii, a powstałe uszkodzenia spowodowane były zajarzeniem łuku elektrycznego (rys. 2).



◀ Rys. 1. Wirnik generatora typu TWW-1000-2Y3 z Elektrowni Chmielnicka z zaznaczonym obszarem uszkodzeń powstałych podczas awarii w roku 2010 i 2013

W obu przypadkach zakres badań diagnostycznych i prac naprawczych obejmował:

- 1) wyznaczenie krzywizny wirnika, opracowanie wykresu biegunowego na podstawie pomiarów geometrii;
- 2) badania defektoskopowe (magnetyczno-proszkowe), wizualne, metalograficzne oraz pomiary twardości materiału wirnika po wybudowaniu uzwojeń;
- 3) honowanie i badanie otworu centralnego:
 - honowanie otworu na całej dostępnej do badań długości od strony wzbudnicy,



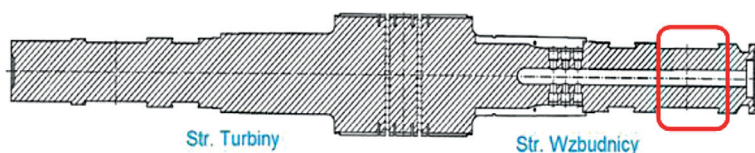
Rys. 2. Wirnik generatora typu TWW-1000-2Y3 – przykłady powstałych uszkodzeń na skutek zajarzenia łuku elektrycznego

- badania otworu centralnego wirnika:
 - badania wizualne,
 - badania wiropływowe (badania powierzchni otworu i warstwy przyściennej),
 - badania ultradźwiękowe (badania materiału wirnika w obszarze do 100 mm od powierzchni otworu);
- 4) badania materiałowe (niszczące) wycinków pobranych z wirnika generatora w celu:
 - ustalenia stanu materiału w rejonie zajarzenia łuku elektrycznego,
 - ustalenia stanu materiału poza obszarem zajarzenia łuku,
 - opracowania technologii obróbki cieplnej; zakres badań wycinków obejmował:
 - analizę składu chemicznego,
 - badania metalograficzne,
 - badania udarnośći,
 - pomiary twardości;
- 5) symulacja obróbki cieplnej w warunkach laboratoryjnych na pobranej próbce (wraz z badaniami metalograficznymi i pomiarami twardości) oraz opracowanie technologii obróbki cieplnej;
- 6) wykonanie obróbki cieplnej wirnika generatora; na podstawie wyników symulacji jw. dobrano właściwe parametry obróbki cieplnej, tak by usunąć karb strukturalny powstały na skutek zajarzenia łuku elektrycznego i uzyskać twardość materiału w obrabianym cieplnie obszarze zbliżoną do twardości materiału rodzimego;
- 7) badania defektoskopowe, metalograficzne i pomiary twardości wirnika w miejscach uszkodzenia po wykonaniu obróbki cieplnej;
- 8) określenie wielkości krzywizny wirnika, opracowanie wykresu biegunowego po wykonaniu obróbki cieplnej.

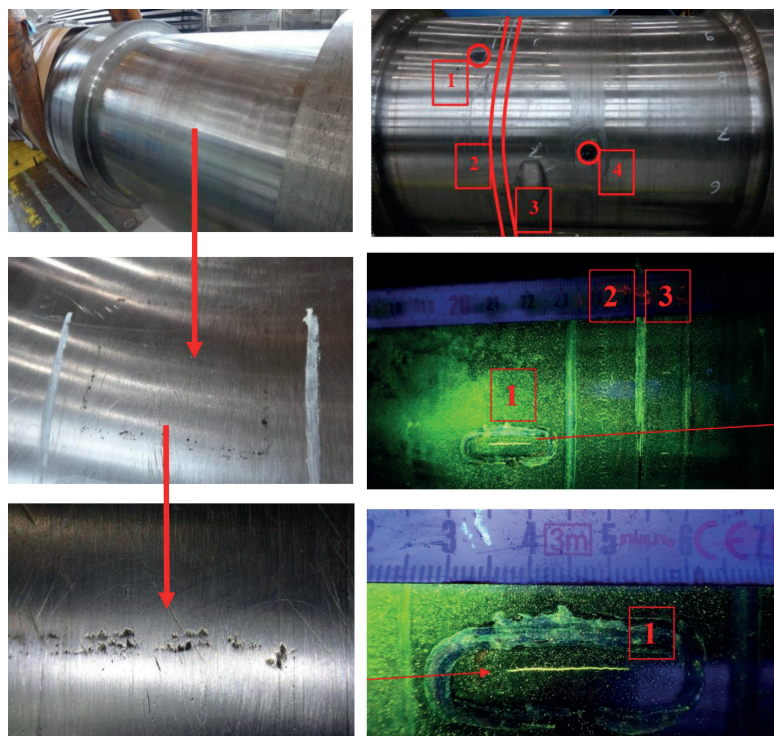
Przeprowadzona naprawa i czynności diagnostyczne jw. pozwoliły na usunięcie karbu strukturalnego w rejonie zajarzenia łuku elektrycznego i zmniejszenie twardości w tym obszarze. Geometria wirnika w stanie po eksploatacji nie uległa zmianie podczas obróbki cieplnej, co pozwoliło dwukrotnie dopuścić wirnik (po niemalże identycznej awarii) do dalszej pracy bez zmiany parametrów pracy generatora.

Wirnik generatora typu TBB-1000-2Y3 bloku nr 3 z Elektrowni Chmielnicka

Kolejnym przykładem diagnostyki i naprawy wirnika z bloku jądrowego jest wirnik generatora TBB-1000-2Y3 (rys. 3) także z Elektrowni Chmielnicka. Wirnik ten uległ awarii w 2018 roku, czego skutkiem było mechaniczne przytarcie czopa łożyskowego od strony wzbudnicy (rys. 4).



Rys. 3. Wirnik generatora typu TBB-1000-2Y3 z Elektrowni Chmielnicka z zaznaczonym, uszkodzonym w 2018 r., czopem łożyskowym



Rys. 4. Wirnik generatora typu TBB-1000-2Y3 – przykłady uszkodzeń czopa łożyskowego

W celu przywrócenia prawidłowego stanu technicznego czopa wirnika czynności remontowe i diagnostyczne podzielono na poniżej wymienione etapy:

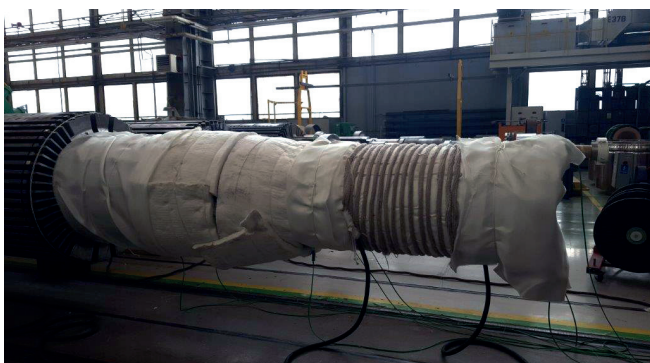
- 1) analizę wyników pomiarów geometrii – sporządzenie wykresu biegunowego dla stwierdzenia/wykluczenia ewentualnej krzywizny wału wirnika;
- 2) wykonanie badań diagnostycznych od strony wału (powierzchnie czopów) i od strony otworu centralnego w zakresie:
 - badań wizualnych i endoskopowych,
 - badań magnetyczno-proszkowych,
 - badań ultradźwiękowych,
 - badań prądowirowych,
 - badań metalograficznych,
 - pomiarów twardości i średnic;
- 3) etapowe usunięcie pęknięć ujawnianych:
 - a) w skali makro (w trakcie badań defektoskopowych metodą magnetyczno-proszkową, penetracyjną, ultradźwiękową),
 - b) w skali mikro (w trakcie badań metalograficznych metodą replik pobieranych bezpośrednio z miejsc uszkodzonych na wale wirnika generatora);

Uwaga: po każdym etapie przetoczenia wykonywany był komplet badań diagnostycznych dla potwierdzenia stanu wirnika;

- 4) wykonanie obróbki cieplnej (rys. 5);

Uwaga:

- a) założenia do technologii obróbki cieplnej weryfikowane były w trakcie symulacji obróbki cieplnej w warunkach laboratoryjnych,
- b) przeprowadzona w trakcie naprawy obróbka cieplna miała za zadanie zachowanie pierwotnej struktury uzyskanej w czasie ulepszania cieplnego wiatu przy jednoczesnym obniżeniu twardości w miejscach uszkodzeń;



Rys. 5. Wiat wirnika generatora typu TBB-1000-2Y3 w trakcie obróbki cieplnej

- 5) analizę wyników pomiarów geometrii – sporządzenie wykresu biegunowego dla stwierdzenia/wykluczenia ewentualnej krzywizny wiatu wirnika powstałej w trakcie naprawy;
- 6) wykonanie badań diagnostycznych od strony wiatu i od strony otworu centralnego potwierdzających stan wiatu po naprawie;
- 7) wykonanie obróbki mechanicznej na „gotowo”.

Podobnie jak w przypadku naprawy wirnika generatora uszkodzonego w wyniku zajarzenia łuku elektrycznego (opisanego wcześniej) tak i w tym przypadku czynności diagnostyczne i remontowe pozwoliły na: usunięcie pęknięć, zmniejszenie twardości uszkodzonego obszaru, zachowanie prawidłowej geometrii wirnika po obróbce cieplnej i własności materiałowych na niezmiennym w stosunku do stanu dostawy poziomie. Biorąc pod uwagę efekty naprawy jw. wirnik zwolniono do dalszych prac remontowych zaplanowanych przez Zamawiającego i dopuszczono do dalszej eksploatacji.

Serwis wirników współczesnych turbin parowych

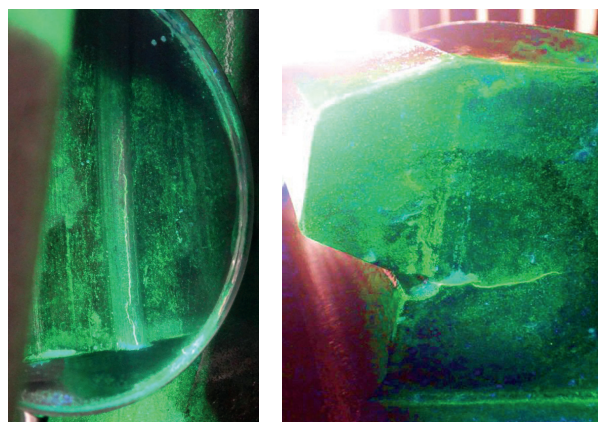
Współczesne urządzenia projektowane są tak, aby były w możliwie najmniejszym zakresie remontowalne, a nawet diagnozowalne. Odkąd nauczone się projektować urządzenia na określoną trwałość, projektuje się je na trwałość możliwie najkrótszą. Dąży się do tego, żeby zdalna diagnostyka dostawcy zapewniała nie tylko bezpieczeństwo urządzeń i dyspozycyjność zgodnie z zapisami umowy w okresie gwarancji i serwisu pogwarancyjnego, ale także w zakresie weryfikacji poprawności i optymalizacji poszczególnych rozwiązań konstrukcyjnych i technologicznych, zwłaszcza prototypowych.

Profesjonalnie realizowany przez użytkownika urządzeń nadzór diagnostyczny oraz remonty w adekwatnym do ich stanu technicznego zakresie mogą zapewnić takim urządzeniom wydłużenie okresów międzyremontowych oraz czasu eksploatacji w stosunku do prognozowanego przez dostawcę.

Jednym z przykładów takiego podejścia może być postępowanie z wirnikiem reakcyjnym turbiny parowej w jednej z polskich elektrociepłowni. Podczas badań diagnostycznych towarzyszących remontowi turbiny stwierdzono liczne nieprawidłowości, a w szczególności:

- pęknięcia studzienek zamkowych,
- pęknięcia we wrębach łopatkowych,
- przytarcia bandaży,
- ubytki erozyjne,
- deformacje blach uszczelnień międzystopniowych,
- uszkodzenie i ubytki blach uszczelniających na dławnicach.

Jak nietrudno się domyślić czynnikiem najbardziej rzutuującym na możliwość dalszej eksploatacji wirnika były stwierdzone pęknięcia (rys. 6) i sposób postępowania z nimi.



Rys. 6. Przykłady pęknięć we wrębie łopatkowym i narożu studzienki zamkowej

Biorąc pod uwagę oczekiwania użytkownika turbiny dotyczące eksploatacji wirnika do czasu jego wymiany na nowy, wykonano następujące czynności w celu określenia możliwości i warunków pracy do czasu jego wymiany:

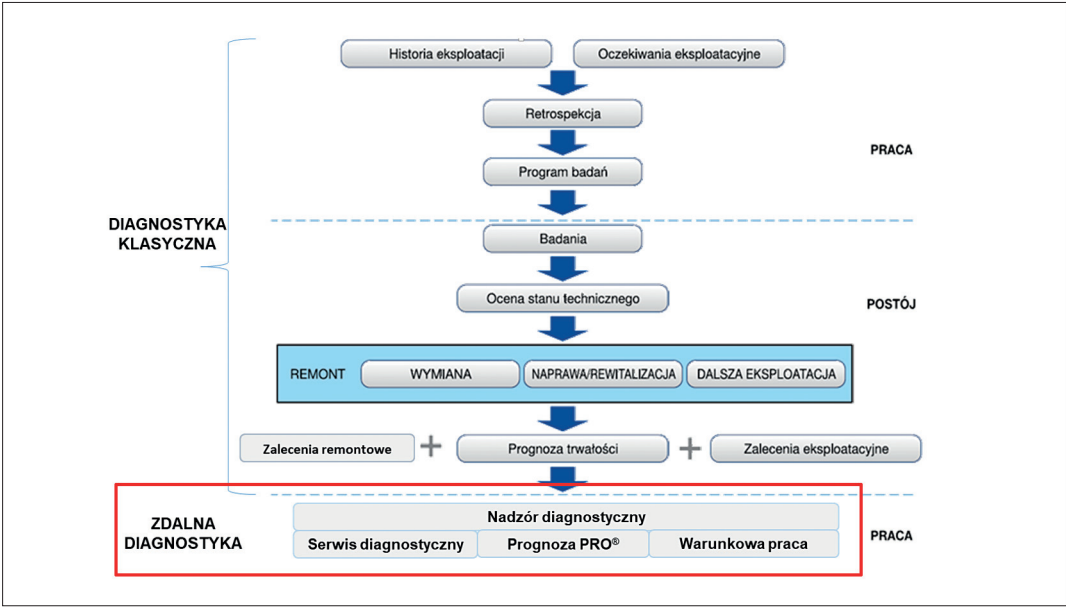
- 1) analizę historii i warunków pracy wirnika;
- 2) rozszerzone badania nieniszczące w celu potwierdzenia lokalizacji i rozmiarów pęknięć;
- 3) analizę wytrzymałościową / stanu naprężeń wirnika; stwierdzono, że wręby łopatkowe wirnika tej konstrukcji są obszarami znacznej koncentracji naprężeń, a biorąc pod uwagę naprężenia dodatkowe wywołane niewłaściwym sposobem łopatkowania i/lub niedotrzymaniem warunków eksploatacji, obszary te są szczególnie narażone na inicjowanie i rozwój pęknięć;
- 4) analizę awaryjności w celu określenia charakteru stwierdzonych pęknięć oraz prawdopodobnego mechanizmu ich inicjacji; stwierdzono, że pęknięcia miały charakter technologiczno-eksploatacyjny i naprężeniowo-korozyjny zarówno na etapie inicjacji jak i wzrostu;
- 5) ocenę stanu technicznego z uwzględnieniem punktu jw. – wirnik nie nadawał się do dalszej eksploatacji;

- 6)
- opracowanie poniżej wymienionych zaleceń remontowych:
- rozłatkowanie wybranych stopni,
 - stoczenie pióra łopatek wybranych stopni,
 - usunięcie pęknięć,
 - zoptymalizowanie kształtu wybranych,
 - zoptymalizowanie kształtu wrębów / studzienek zamkowych,
 - wykonanie dodatkowych obliczeń wytrzymałościowych po czynnościach jw.;
- 7)
- ponowną ocenę stanu technicznego po czynnościach remontowych; określono możliwość pracy turbiny w trybie nadzoru diagnostycznego do czasu wymiany wirnika na nowy wraz z wydaniem zaleceń dotyczących nowych warunków jej pracy.

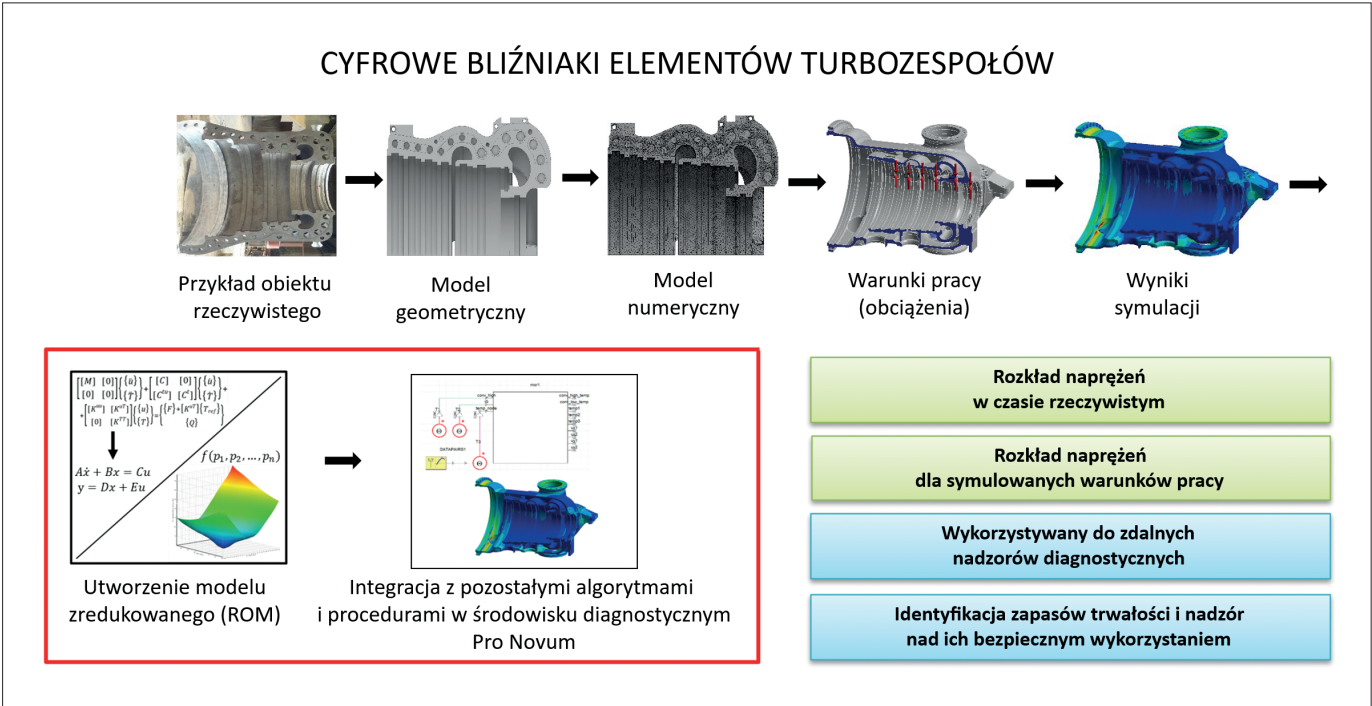
Na podstawie wymienionych czynności zalecano nadzór diagnostyczny nad warunkową pracą wirnika do czasu jego wymiany na nowy.

Przedstawione podejście do oceny stanu technicznego łączy w sobie diagnostykę klasyczną z diagnostyką zdalną (rys. 7-9). Diagnostyka klasyczna może/powinna być wspierana – w zależności od potrzeb – diagnostyką zdalną na trzy sposoby, jako:

- serwis diagnostyczny, np. w formule usługi LTDSA;
- nadzór diagnostyczny zgodnie z wykorzystaniem aplikacji Prognoza PRO® – wykorzystywany, gdy w przyszłości nie jest już planowany kolejny remont lub nie jest możliwe określenie przez Użytkownika terminu i zakresu kolejnego remontu;

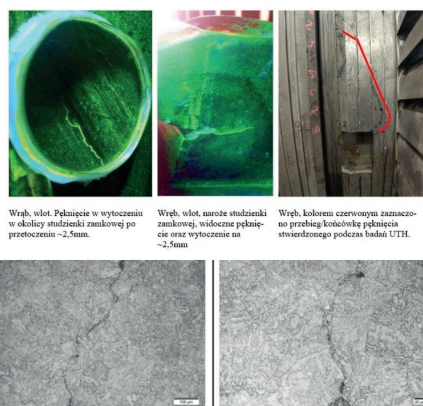


Rys. 7. Diagnostyka klasyczna i zdalna jako proces zintegrowany z pracą urządzenia

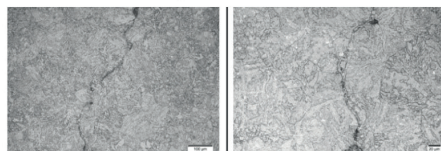


Rys. 8. Serwis diagnostyczny turbin wspierany przez najnowsze technologie cyfrowe i informatyczne

Badania NDT, DT

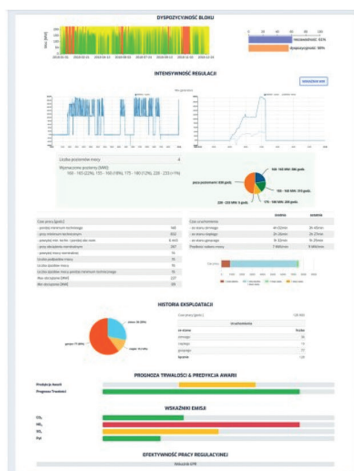


Włók, włók. Pęknięcie w wyloczniku w okolicy studzienki zamkowej po przetoczeniu ~2.5mm. Włók, włók. narusze studzienki zamkowej, widoczne pęknięcie oraz wyloczenie na ~0.5mm Włók, kołozem czerwonym zaznaczono przebieg/koncówkę pęknięcia stwierdzonego podczas badań UTH.

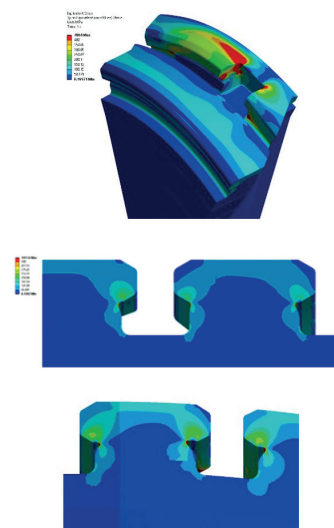


Pęknięcia włóków w okolicach studzienek zamkowych

Analiza historii eksploatacji i warunków pracy



Analiza stanu naprężeń



Rys. 9. Serwis diagnostyczno-remontowy wirników turbin parowych najnowszej generacji

- nadzór diagnostyczny wspierający warunkową eksploatację uszkodzonych elementów, po wcześniejszym potwierdzeniu bezpieczeństwa ich eksploatacji w takiej formule.

Podsumowanie

Bezpieczeństwo i dyspozycyjność to podstawowe cechy urządzeń, bloków energetycznych i całych elektrowni, niezależnie od zastosowanej technologii generacji energii elektrycznej i cieplnej. Szczególnej wagi nabierają te wymagania dla sterowalnych źródeł generowania energii, tj. konwencjonalnych oraz jądrowych. W tych ostatnich, poza wyspą jądrową, pozostałe elementy są ogólnie rzecz biorąc takie same lub bardzo podobne do ich odpowiedników w blokach konwencjonalnych. Serwisowanie i diagnozowanie ich posiada wiele cech wspólnych.

Połączenie wyspecjalizowanej diagnostyki oraz zaawansowanych technicznie i sprawdzonych w praktyce technologii remontowych z wykorzystaniem odpowiedniego wyposażenia zapewnia oczekiwaną staranność i precyzję napraw, gwarantując właściwą ich jakość, a tym samym bezpieczeństwo dalszej eksploatacji.

Zaawansowana diagnostyka wspierająca remont na podstawie dobrych praktyk inżynierskich gwarantuje inwestorowi prawidłowy stan techniczny urządzeń, a firmom diagnostycznym i remontowym zachowanie wysokich kompetencji i wiedzy, które powinny być wykorzystane zwłaszcza na lokalnym (krajowym) rynku usług serwisowych.

Należy pamiętać, że źródłem kompetencji jest wiedza i doświadczenie. To ostatnie osiąga się w energetyce po wielu latach pracy podczas realizacji zaawansowanych technicznie projektów.

PIŚMIENICTWO

- [1] Sprawozdanie Pro Novum nr 093.2525/2010.
- [2] Sprawozdanie Pro Novum nr 133.3013/2013.
- [3] Sprawozdanie Pro Novum nr 014.3596/2018.
- [4] Trzeczcyński J., *Dokąd zmierza diagnostyka?*, „Energetyka” 2021, Biuletyn Pro Novum 2/2021.
- [5] Sprawozdanie Pro Novum nr 041.4226/2024.
- [6] Sprawozdanie Pro Novum nr 055.4240/2024.
- [7] Rajca S., Pośpiech S., Dragon A., *Diagnostyka wspierająca remonty i eksploatację turbin parowych*. „Energetyka” 2022, Biuletyn Pro Novum 3/2022.
- [8] Rajca S., Pośpiech S., Dragon A., *Remonty turbin wspierane przez zaawansowaną diagnostykę*. „Energetyka” 2021, Biuletyn Pro Novum 2/2021.

Decades of expertise: Kurita's unique technologies for nuclear cooling water management (ensuring safety, compliance, and operational continuity)

Dekady doświadczenia: unikalne technologie firmy Kurita
w zakresie zarządzania wodą chłodzącą w elektrowniach jądrowych
(zapewnienie bezpieczeństwa, zgodności z przepisami i ciągłości operacyjnej)

Water treatment is essential for maintaining the performance, safety, and longevity of nuclear power stations. The large volumes of water used in cooling systems are prone to issues such as scaling, corrosion, biofouling, and sediment accumulation, which can impair heat transfer efficiency and damage critical infrastructure. To prevent these problems, comprehensive treatment programs – including raw water pretreatment, chemical dosing, biocide application, and monitoring – are implemented to control water quality and system integrity. Proper cooling water treatment ensures optimal thermal performance, reduces operational risks, complies with environmental regulations, and supports the safe, continuous operation of nuclear facilities. Kurita has decades of experience in water treatment in nuclear power industry and has introduced several unique technologies in this field.

Keywords: cooling water treatment, Mochovce nuclear power plant VVER 440 reactors, biofilm control, corrosion and scale inhibitors, TVN and TVD circuits, environmental compliance

Uzdatnianie wody jest niezbędne do utrzymania wydajności, bezpieczeństwa i długowieczności elektrowni jądrowych. Duże ilości wody wykorzystywane w systemach chłodzenia są podatne na problemy, takie jak osadzanie się kamienia, korozja, biofouling i gromadzenie się osadów, które mogą osłabić wydajność wymiany ciepła i uszkodzić krytyczną infrastrukturę. Aby zapobiec tym problemom, wdrażane są kompleksowe programy uzdatniania – obejmujące wstępne uzdatnianie wody surowej, dozowanie chemikaliów, stosowanie biocydów i monitorowanie – w celu kontrolowania jakości wody i integralności systemu. Prawidłowe uzdatnianie wody chłodzącej zapewnia optymalną wydajność cieplną, zmniejsza ryzyko operacyjne, jest zgodne z przepisami ochrony środowiska i wspiera bezpieczną, ciągłą pracę obiektów jądrowych. Kurita ma dziesięciolecie doświadczenia w uzdatnianiu wody w przemyśle energetyki jądrowej i wprowadziła kilka unikalnych technologii w tej dziedzinie.

Słowa kluczowe: uzdatnianie wody chłodzącej, elektrownia jądrowa Mochovce VVER 440, kontrola biofilmu, inhibitory korozji i osadów, obieg TVN i TVD, zgodność środowiskowa

Introduction

Cooling water programs at nuclear facilities must simultaneously prevent corrosion and scaling, suppress biofouling, and guarantee effluent compliance. Mochovce NPP comprises four VVER-440 reactors (three in operation, fourth under commissioning), located between Nitra and Levice; commissioning milestones for Units 3 and 4 and plant context are publicly documented. The VVER technology lineage (e.g., 440/V-213) and horizontal steam generator layout further frame the thermal-hydraulic boundary conditions imposed on auxiliary systems, including open cooling circuits. From a plant chemistry perspective, Kurita's program at Mochovce addresses raw water variability and cycling regimes via (i) biocide concepts minimizing corrosion/AOX, and (ii) differentiated inhibitor strategies for TVN/TVD, aligned to classical indices (Langelier/LSI, Ryznar/RSI, Larson–Skold).



Fig. 1. Mochovce NPP consisting of four pressurised water reactors
VVER 440/V-213

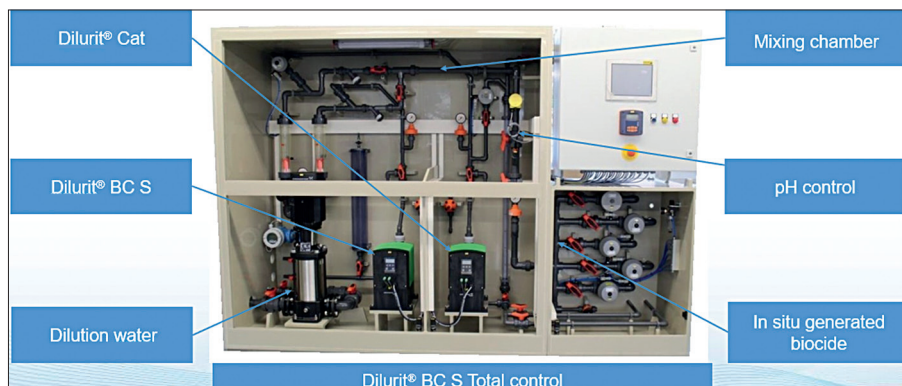


Fig. 2. Dilurit® BC S Total control

Site and Raw Water Challenges

Source: River Hron; operational records note frequent quality swings (TOC, silica) and iron ingress into make-up water. Clarifiers: four units at up to 1,200 m³/h each, with additional capacity added for new block; lime decarbonization targets pH ≈ 10. Resultant make-up quality enables CoC ~4–6 (TVN) and ~2–2.5 (TVD). The operator's environmental note confirms intake from the Hron and negligible impact on river quality under compliance regimes – important for contextualizing effluent objectives set later. Pretreatment sequence: coarse filtration → lime decarbonization → ferric sulfate coagulation + anionic flocculant (Kuriflock® 8723; winter auxiliary Kuriflock® 6117).

Biocide Strategy: In-Situ Monochloramine (Dilurit® BC S)

Dilurit® BC S generates monochloramine in situ with 100% precursor conversion under controlled dosing, providing a mild oxidizer with broad efficacy (incl. slime-forming microorganisms, SRB, Legionella), long-lasting residual, selective oxidation, no AOX/THM formation, and compatibility with process chemicals. Symposium data show significantly lower carbon steel corrosion with monochloramine versus NaClO and ClO₂, trending close to blank values in coupon tests; projects for essential cooling water include migration from bromine-based programs to Dilurit® BC S.

Cooling Circuits and Water Chemistry Indices (TVN vs. TVD)

TVN (Condenser Cooling Circuits): natural draft towers; circulation ≈148,000 m³/h; CoC 5–6; medium scaling/corrosivity under plant-reported indices. TVD (Essential Water Circuits): independent fan-tower systems; circulation ≈800 m³/h; CoC ≈2.5;

stricter limits to protect critical loads. Indices LSI/RSI/Larson–Skold frame CaCO₃ scaling and corrosivity; Mochovce values: TVN LSI ~1.6; RSI ~5.4 (moderate scaling), TVD LSI ~0.3; RSI ~7.3 (more corrosive), requiring stricter inhibitor control.

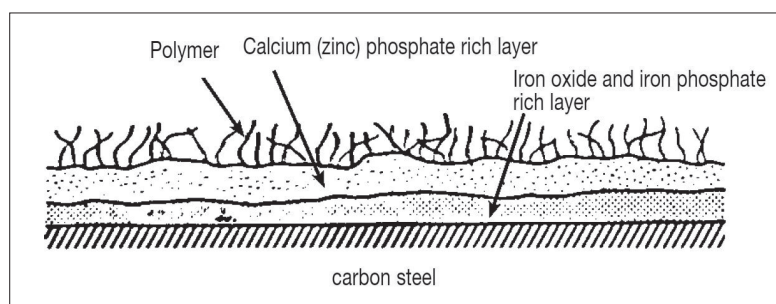


Fig. 3. TVD: Phosphate-Polymer-Zinc Treatment

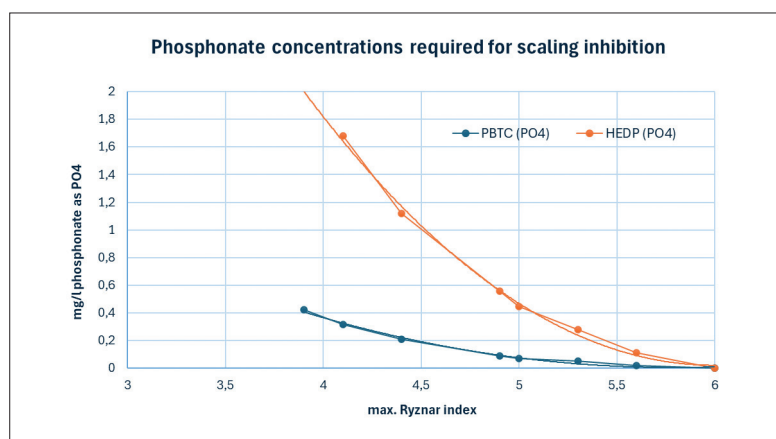


Fig. 4. TVN: Phosphonate-Polymer Treatment

Scale and Corrosion Control Programs

TVN: phosphonate–polymer–azole programs combine corrosion protection, threshold inhibition, microcrystal distortion, dispersion of scale and biofilm (Turbodispin® D 80), and sequestration (PO₄, Fe, Cu). Remark: at TVN treatment is not in use Zn corrosion inhibitor. TVD: phosphate–polymer–zinc programs prioritize stricter scaling/corrosion limits; representative dispersants/stabilizers. Brass condenser protection is supported by continuous dosing of azole-based inhibitors plus coupon/Fe, Cu analytics.

Microbiological Risk Management and Online Monitoring

PCR-based methods (ISO/TS 12869:2019) support rapid *Legionella* quantification; CDC/EPA technical notes provide routine testing guidance and efficacy paradigms. HydroBio® Advance is an online biofilm/scale monitor combining heat-transfer measurement with surface sensors; robust against turbidity/colour and provides real-time visibility to optimize treatment; routine coupons, CW analytics, SRB counts, PCR *Legionella*, and HydroBio® comprise the monitoring suite.



Fig. 5. Online monitoring equipment (HydroBio® Advance)

Environmental Compliance

Effluent limits maintained: phosphate <1 mg/L P (actual ≈0.13 mg/L), chloride <100/150 mg/L (≈65 mg/L), sulfate <690 mg/L (≈350 mg/L), TDS <1000 mg/L (≈820 mg/L). These values reflect the integrated effect of pretreatment, inhibitor selection, and microbiological control supporting statutory discharge compliance.

Conclusions

Kurita's integrated cooling water program at NPP Mochovce demonstrates in-situ monochloramine biocidal treatment (Dilurit® BC S), and differentiated inhibitor packages for TVN/TVD can sustain safe, compliant, and continuous operation under variable raw water conditions. The approach aligns with international guidance emphasizing customization and monitoring and is transferable to other nuclear facilities with natural draft towers and essential support circuits.

REFERENCES

- [1] PPCHEM Journal: FFS 2019 conference highlights. – https://ppchem.com/wp-content/uploads/2022/10/PPChem_2019_21_02_130-131.pdf
- [2] Kurita Europe: HydroBio® Advance. – <https://www.kurita.eu/solutions/hydrobio-advance/>
- [3] Kurita Europe: Dilurit® BC S-System (in-situ monochloramine). – <https://www.kurita.eu/solutions/dilurit-bcs/>
- [4] Kurita Europe: Turbodispin® / Basidin®. – <https://www.kurita.eu/solutions/turbodispin-basidin/>
- [5] CDC: Routine *Legionella* Testing (Control Toolkit). – <https://www.cdc.gov/control-legionella/media/pdfs/Control-Toolkit-Routine-Testing.pdf>
- [6] ISO/TS 12869:2019: *Legionella* qPCR method. – <https://www.iso.org/standard/70756.html>
- [7] EPA (2024): Efficacy testing guidance for *L. pneumophila* in cooling towers. – <https://www.epa.gov/system/files/documents/2024-10/final-legionella-cooling-towers-guidance-08.27.24.pdf>
- [8] Hach: Measuring Scale Forming Potential (LSI/RSI). – <https://images.hach.com/asset-get.download.jsa?id=51624059151>
- [9] Corrosion Doctors: Scaling Indices overview. – <https://corrosion-doctors.org/Corrosion-by-Water/Scaling-indices.htm>
- [10] US Bureau of Reclamation (2013): Water Chemistry Analysis manual. – https://www.usbr.gov/tsc/techreferences/mands/mands-pdfs/WQeval_documentation.pdf
- [11] World Nuclear News (2025-03-24): Hot hydro testing begins at Mochovce 4. – <https://www.world-nuclear-news.org/articles/hot-hydro-testing-begins-at-mochovce-4>
- [12] Slovenské elektrárne (SEAS): Mochovce Nuclear Power Plant (site info). – <https://www.seas.sk/en/elektraren/mochovce-nuclear-power-plant/>

Upgrading and servicing of large nuclear steam turbines

Modernizacje i serwisowanie turbin jądrowych dużej mocy

The nuclear energy industry is experiencing renewed growth due to rising electricity demand and a focus on low-carbon energy sources. In many countries, the growth is promoted by government support and accelerated by technological advancements. Presently, more than 70 gigawatts of new nuclear capacity is under construction globally and more than 40 countries around the world have plans to expand the role of nuclear power in their energy systems. In addition to new builds, an increase in nuclear capacity is also possible through uprating of existing nuclear power plants. Reactor thermal power uprates are usually associated with steam turbine upgrades which result in power output increase, lifetime extension, reliability improvement and reduction in maintenance costs. GE Vernova offers a wide range of upgrade solutions and services for large (around 1000 MW or more power output) nuclear steam turbines. These include retrofits of high-pressure and low-pressure turbine modules, component upgrades, uprate feasibility studies and outage deferment studies. These offerings are based on extensive experience with nuclear steam turbines, recent developments in steam turbine technology and employ state-of-the-art engineering tools and methods in project execution.

Keywords: nuclear steam turbine, power uprate, outage deferment

Sektor energetyki jądrowej odnotowuje ponowny wzrost ze względu na rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną i koncentrację na niskoemisyjnych źródłach energii. W wielu krajach wzrost ten jest wspierany przez programy rządowe i napędzany przez postęp technologiczny. Obecnie na całym świecie w budowie jest ponad 70 gigawatów nowej mocy w elektrowniach jądrowych, a ponad 40 krajów na całym świecie planuje zwiększyć rolę energetyki jądrowej w swoich systemach energetycznych. Oprócz budowy nowych elektrowni, wzrost mocy wytwarzanej w technologii jądrowej jest również możliwy poprzez modernizację istniejących elektrowni jądrowych. Zwiększenie mocy cieplnej reaktorów jest zazwyczaj związane z modernizacją turbin parowych, co skutkuje wzrostem ich mocy, wydłużeniem żywotności, poprawą niezawodności i obniżeniem kosztów utrzymania. GE Vernova oferuje szeroki zakres rozwiązań modernizacyjnych i usług serwisowych dla turbin jądrowych dużej mocy (o mocy około 1000 MW lub więcej). Obejmują one modernizacje części wysoko- i niskoprężnej turbin, modernizacje elementów, studia możliwości zwiększenia mocy oraz studia odraczenia remontów. Oferta ta opiera się na bogatym doświadczeniu firmy w zakresie turbin jądrowych, najnowszych osiągnięciach w technologii turbin parowych oraz wykorzystuje najnowocześniejsze narzędzia i metody inżynierskie w realizacji projektów.

Słowa kluczowe: turbina jądrowa, zwiększanie mocy, odraczenie remontu

Introduction

The nuclear energy industry is experiencing renewed growth due to rising electricity demand and a focus on low-carbon energy sources. In many countries, the growth is promoted by government support and accelerated by technological advancements. Presently, more than 70 gigawatts of new nuclear capacity is under construction globally and more than 40 countries around the world have plans to expand the role of nuclear power in their energy systems [1].

In addition to new builds, an increase in nuclear capacity is also possible through uprating of existing nuclear power plants. Reactor thermal power uprates are usually associated with steam turbine upgrades, which result in power output increase, lifetime extension, reliability improvement and reduction in maintenance costs.

GE Vernova offers a wide range of upgrade solutions and services for large (around 1000 MW or more power output) nuclear steam turbines. These include retrofits of high-pressure and low-pressure turbine modules, component upgrades, uprate feasibility studies and outage deferment studies. These offerings are based on extensive experience with nuclear steam turbines, recent developments in steam turbine technology and employ state-of-the-art engineering tools and methods in project execution.

The paper presents an overview of GE Vernova offerings developed in recent years for nuclear steam turbines. Examples of retrofit solutions together with the benefits they provide are described in more detail. Consultancy services like power uprate studies and outage deferment studies are also presented as a key product supporting long-term economic operation of old nuclear steam turbines.

Power uprate studies

The aim of these studies is to carry out a full technical analysis of the impact of the potential uprate, identify any limitations on existing equipment and propose modifications and upgrades necessary to operate at the agreed uprate conditions.

Power uprates are generally classified in 3 categories [2].

- **Measurement Uncertainty Recapture (MUR)**
MUR increases reactor thermal power up to 1.5% above the Current Licensed Thermal Power (CLTP) by taking advantage of reduced feedwater flow measurement uncertainty which can be demonstrated via either a hardware approach (flow measurement instrument improved accuracy) or software (data validation and reconciliation). Required plant modifications to the balance of plant and turbogenerator are expected to be minor.

- **Stretch Power Uprate (SPU)**
SPU increases the reactor thermal power up to 105% of Original Licensed Thermal Power (OLTP). This magnitude of power increase is within the original specification bases of GE Vernova Hitachi Nuclear Energy boiling water reactors. Therefore, required plant modifications to the following systems are expected to be minor: nuclear steam supply system, balance of plant, turbogenerator.
- **Extended Power Uprate (EPU)**
EPU increases reactor thermal power from 106% up to 120% OLTP. Modifications to the nuclear steam supply system, balance of plant and turbogenerator will increase in accordance with the thermal power uprates. About 2/3 of the boiling water reactor fleet in the US have implemented EPU since the late 1990s.

Typical scope of analyses includes:

- thermal assessment,
- steam path assessment,
- HP shell stress and bolting assessment,
- LP inner casing stress and bolting assessment,
- LP exhaust hood components assessment,
- expansion and clearances assessment,
- thrust and journal bearing assessment,
- valves assessment,
- reactor feed pump turbine assessment,
- rotordynamic assessment,
- overspeed assessment,
- cross around relief valve and cross around piping assessment,
- unit operating history.

The uprate studies are based on GE Vernova records and do not account for any non-GE Vernova upgrades performed on the unit. The studies are also based on 'the new and clean' condition of the retained components and do not account for any degradation that may have occurred on the unit over its operational period.

Evaluation in the 'new and clean' conditions allows component configuration at the uprate conditions to be directly evaluated against the original configuration criteria. Confirmation of the component capability at the uprate conditions would identify that the hardware is capable of operating long term with the same level of reliability as prior to the uprate.

As an outcome of uprate studies recommendations are provided for each turbine component analyzed and these may include inspections, replacement, more detailed analyses, etc.

Steam turbine upgrades

GE Vernova has extensive experience in nuclear steam turbine technology [3-6]. The company supplied more than 180 nuclear turbines for 50 Hz and 60 Hz grids.

The turbines have been configured to operate with boiling water, pressurized water and pressurized heavy water reactors manufactured by the world's leading nuclear reactor producers.

Over decades of steam turbine technology development, various retrofit solutions have been developed and implemented, mainly with the aim of performance enhancement, life extension and reliability improvement. In total more than 240 nuclear turbine cylinders have been upgraded up to now, among which 30% are high-pressure (HP) cylinders and 70% are low-pressure (LP) cylinders. Both impulse and reaction technology blading have been used for retrofitting these nuclear turbines. It is worth noting that over 90 cylinders have been upgraded on other original equipment manufacturer (oOEM) units.

An example of one of the recently upgraded cylinders is shown in Figure 1. This is an LP cylinder of a 790 MW nuclear steam turbine operating with rotational speed of 1800 rpm. The goal of this upgrade was lifetime extension, reliability improvement and reduction in maintenance costs. The design has been improved with the help of finite element analyses carried out for the rotor and inner casing. The inner casing features improved sealing behaviour and uses materials with superior properties as compared with the original configuration. Also the LP rotor uses a better material and has improved resistance to stress corrosion cracking (SCC) due to improved blade root geometries and shot peening applied in order to introduce compressive residual stresses at rotor disc heads (dovetails). Impulse type blading with modern SINGLET™ diaphragms is installed in this cylinder.

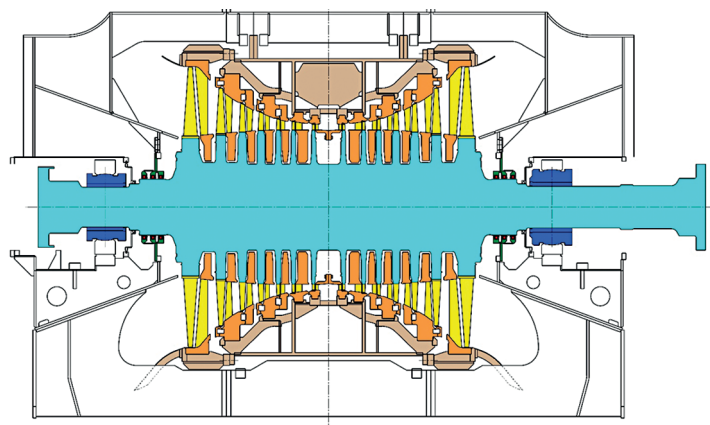


Fig. 1. Longitudinal section of upgraded LP cylinder of 790 MW turbine

A different example of LP turbine retrofit is shown in Figure 2. This is an LP cylinder of a 1275 MW nuclear steam turbine operating with rotational speed of 1800 rpm. The goal of this upgrade was performance improvement, lifetime extension and reliability improvement. The design has been improved with the help of finite element analyses done for the rotor and inner casing. Turbine power output has been increased from 1255 MW to 1275 MW with unchanged reactor thermal power of 3458 MWt. The original LP rotor with shrunk-on discs and impulse blading has been replaced with a welded rotor of hybrid drum-disc design. Rotating blades of front stages are typical for reaction blading technology with T-root fastening, integral shrouds and 3D aerofoils. This is a robust configuration proven by reliable operation since 1980's. The welded rotor design provides enhanced material properties for SCC resistance and SCC improved geometry.

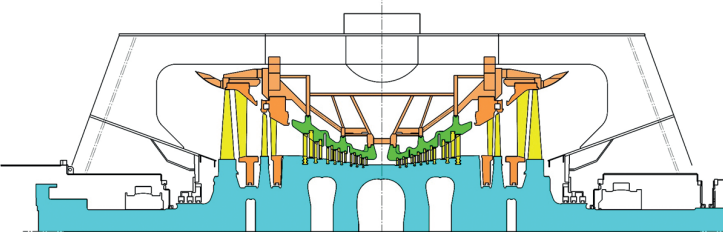


Fig. 2. Longitudinal section of upgraded LP cylinder of 1275 MW turbine

Significant power output uplifts can be achieved when a reactor upgrade is carried out, which results in a thermal power uprate. Such an EPU project is currently being executed for a 1200 MW turbine commissioned in 1984. Reactor thermal power is expected to be increased from 3553 MWt to 4060 MWt and the HP cylinder retrofit enabled a unit power output uplift by 15% (up to 1380 MW). The HP cylinder retrofit has been performed with the application of state-of-the-art impulse blading. This includes advanced 3D profiles of fixed blades with “controlled flow” stacking, incidence tolerant inlet edge and improved fillet radii. These features result in lowered aerodynamic losses and enhanced stage efficiency.

Outage deferment studies

US steam nuclear-fuel electricity generating plants in deregulated states have been earning lower revenue during an unprecedented era of low natural gas prices and subsidies for other electricity sources. To remain economically viable, the US nuclear industry launched a multiyear initiative to enable its nuclear power plants to generate electricity more efficiently, economically and more safely. As part of the initiative, the industry is evaluating the critical cost drivers common to all nuclear power plants.

Historically, Preventive (Planned) Maintenance (PM) has been time based in which it is assumed that a component will degrade within a specific set of operating hours and conditions that is common for its type. Under a Predictive Maintenance approach, where the unit health is continuously updated and condition based, the machine will be disassembled and the relevant parts will be inspected, replaced or rebuilt on or before the expected incident point rather than a specific time interval.

The outage deferment study report provides recommendations as to when maintenance should be performed for the hardware contained in steam turbine high- and low-pressure sections to achieve the cost-effective

use of the Operation & Maintenance budget while achieving high reliability. As part of evaluating increased inspection intervals via deferred maintenance, it is determined if there were any operational risk areas that could result in significant consequences to the steam turbine and overall plant. As shown in Figure 3, the consequences of deferred outages are broken down into three distinct levels to provide clarity in regard to the severity of potential operational and maintenance impacts.

An example of the most significant risk areas in low-pressure turbines that might result in a unit trip or asset loss is shown in Table 1.

Table 1

Most significant risk areas – trip/asset loss

Location	Risk type	Severity potential
Rotor wheel dovetails	cracking (stress corrosion)	high (asset loss)
Rotor assembly	vibration (lateral dynamic instability)	high (trip)
Blades (airfoil, cover)	cracking (low- and high-cycle fatigue, liberation)	high (asset loss)

Standard recommendations for HP and LP turbine outage and inspection, typically 10 years or 100 000 hours can be changed for units being in service after conducting a detailed study. The aim of such studies is to assess risks associated with extending intervals between inspections in order to adjust turbine outage plans to coincide with reactor refuel outage plans.

Typical scope of analyses includes assessment of:

- maintenance history,
- inspection reports,
- thermal performance,
- chemistry,
- operability,
- systems engineering,
- operational data,
- fracture mechanics, Stress Corrosion Cracking (SCC), Low Cycle Fatigue (LCF),
- missile probability analysis,
- fleet history,
- potential risks and incident modes.

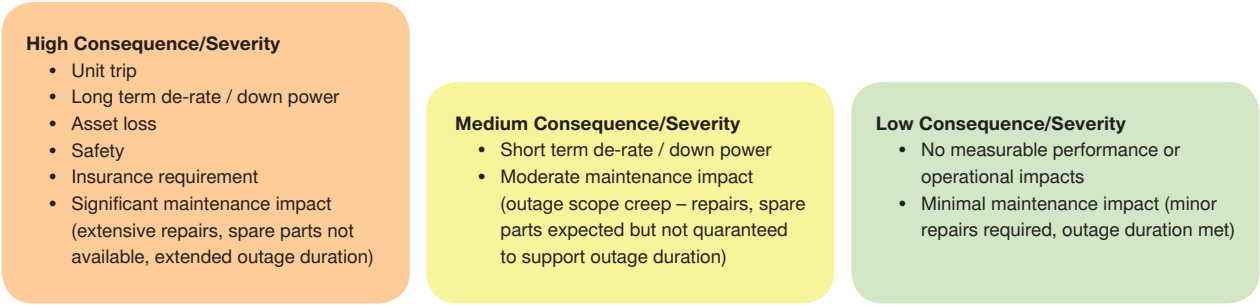


Fig. 3. Operational and maintenance consequence severity levels

The most significant risks are associated with component cracking which may result in asset loss. In nuclear steam turbines operating with wet steam, SCC is one cracking mechanism that has been known to cause incidents of many steam turbine rotors [7]. Also LCF may become critical. That is why potential incident mechanisms assessed include both SCC and LCF to address the risks identified in Table 1.

SCC tends to be the main mechanism of potential incident when assessing nuclear rotors that have been in service for several decades. Efforts to reduce the effects of SCC during the development phase of rotors have included reducing stress by improving geometry, improving material properties, and introducing residual compressive stress via shot peening or cold rolling. Current design practice for new rotors makes use of GE Vernova's Threshold Stress Approach (TSA) [8] which compares the maximum calculated stress with the threshold stress at given temperature. For all nuclear rotors undergoing a life extension study, a thorough SCC assessment by means of TSA must be performed.

SCC crack growth rates can be determined based on empirical data and the temperature level at the crack tip. Fatigue crack growth rates can be determined using the Paris law based on the stress intensity factor at the crack tip and crack growth parameters derived from material data for the specific rotor steel type.

Critical crack length is reached when the stress intensity factor at the crack tip equals the fracture toughness of the given rotor material. An example of the variation of the number of cycles to reach critical crack size with initial defect size for a nuclear HP rotor is shown in Figure 4. Initial defect size is established on the basis of ultrasonic inspection results and required safety factor.

The number of cycles to reach critical crack size is the key parameter determining the time of rotor next inspection.

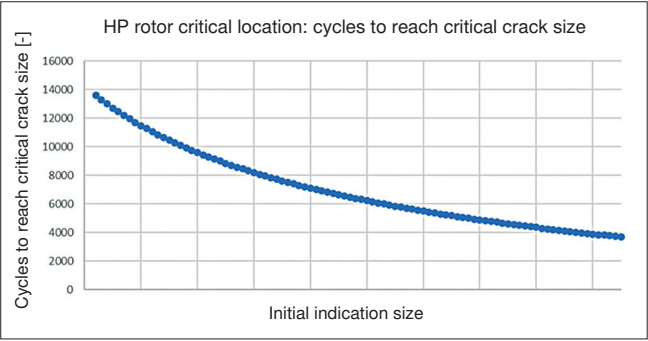


Fig. 4. Number of cycles to reach critical crack size as a function of initial indication size

Summary

GE Vernova has over 80 years experience in nuclear technology (reactors and turbogenerators). This is a rich history of nuclear product innovation and demonstrated experience deploying nuclear plants.

Over decades of steam turbine technology development, various retrofit solutions have been developed and implemented, mainly with the aim of performance enhancement, life extension and reliability improvement. Upgrades of HP and LP turbine cylinders are suited to customer requirements and can use both reaction and impulse blading developed over the past years

by predecessor companies: ABB, Alstom and GE. The HP and LP turbine upgrades contribute to the increase in nuclear capacity in the countries having nuclear units already installed.

Life extension and further economically justified operation of old steam turbines is supported by consultancy services offered by GE Vernova. The most attractive products are power uprate studies and outage deferment studies providing valuable information on recommended upgrade scope, component replacement or time to next inspection/outage.

REFERENCES

- [1] The path to a new era of nuclear energy, IEA report, 2025.
- [2] The future of nuclear power – 2024 update survey, NEI report, 2024.
- [3] Crossland R., McCoach J., Gagelin J.P., *Optimized application of MSR and steam turbine retrofits in nuclear power plants*, Proceedings of the 2004 international congress on advances in nuclear power plants – ICAPP'04, Pittsburgh, June 2004.
- [4] Jones M., Nelves D.J., *The steam turbine retrofitting of six boiling water reactor units using innovative engineering and laser scanning techniques*, ASME 2009 Power Conference, Albuquerque, July 21-23, 2009.
- [5] Hemsley P., Talonpoika T., *Olkiluoto LP turbine exhaust performance enhancement programme*, PowerGen Europe, Amsterdam 2015.
- [6] Wolf H., Wettetsein A., Faltermeier R., Graf P., Schupp D., *Condenser retrofit in Leibstadt Nuclear Power Plant (BWR) – far beyond a standard modular solution*, Proceedings of the 2023 ASME Turbo Expo, Boston, June 2023.
- [7] Kalderon D., *Steam turbine failure at Hinkley Point A*, Proc Inst Mech Eng, 186(31), 1972.
- [8] Osgerber S., Vanstone R., Ripamonti L., *Design against SCC in steam turbines: concept and case study*, Fontevraud 7 – Contribution of materials investigations to improve the safety and performance of LWRs, Avignon, Sep 26-30, 2010.

© 2025, GE Vernova and/or its affiliates. GE Vernova Proprietary Information – This document contains GE Vernova proprietary information. It is the property of GE Vernova and shall not be used, disclosed to others or reproduced without the express written consent of GE Vernova, including, but without limitation, in the creation, manufacture, development, or derivation of any repairs, modifications, spare parts, or configuration changes or to obtain government or regulatory approval to do so, if consent is given for reproduction in whole or in part, this notice and the notice set forth on each page of this document shall appear in any such reproduction in whole or in part. The information contained in this document may also be controlled by the US export control laws. Unauthorized export or re-export is prohibited. This presentation and the information herein are provided for information purposes only and are subject to change without notice. NO REPRESENTATION OR WARRANTY IS MADE OR IMPLIED AS TO ITS COMPLETENESS, ACCURACY, OR FITNESS FOR ANY PARTICULAR PURPOSE. All relative statements are with respect to GE Vernova technology unless otherwise noted.

Serwis diagnostyczny w formule LTDSA źródłem korzyści dla inwestora i użytkownika nowych bloków i urządzeń energetycznych

Diagnostic service in the LTDSA formula is a source of benefits for the investor and user of new power units and energy devices

Co najmniej najbardziej zaawansowane technologicznie komponenty nowych bloków i urządzeń energetycznych, w tym gazowo-parowych oraz gazowych, obejmowane są przez dostawcę długookresowym serwisem w formule LTSA. Zapewnia on inwestorowi/ użytkownikowi urządzeń bezpieczeństwo i dyspozycyjność urządzeń, jednocześnie ogranicza ich wiedzę w zakresie bieżącego stanu technicznego urządzeń. Serwis w formule LTSA stwarza dostawcy dodatkowe, znaczące źródło dochodów poprzez wpływ na strategię utrzymania stanu technicznego. Równolegle sprawowany serwis w formule LTDSA (Long Time Diagnostic Service Agreement) równoważy kompetencje dostawcy i użytkownika w zakresie utrzymania stanu technicznego co ma szczególne znaczenie podczas rozwiązywania problemów związanych z identyfikacją przyczyn nieprawidłowości zwłaszcza o awaryjnym charakterze.

Słowa kluczowe: serwis diagnostyczny w formule LTDSA, korzyści dla inwestora i użytkownika nowych bloków i urządzeń energetycznych

At least the most technologically advanced components of new power units and equipment, including combined cycle and gas units, are covered by the supplier's long-term service agreement (LTSA). This ensures the safety and availability of the equipment for the investor / user, while simultaneously limiting their knowledge of its current technical condition. LTSA service creates an additional, significant source of revenue for the supplier by influencing the maintenance strategy. Concurrent LTDSA (Long-Time Diagnostic Service Agreement) service balances the supplier's and user's competencies in maintaining the technical condition, which is particularly important when troubleshooting problems related to identifying the causes of irregularities, especially those of an emergency nature.

Keywords: diagnostic service in the LTDSA formula, benefits for the investor and user of new power units and energy devices

Wstęp

Tzw. transformacji KSE towarzyszy systematyczna redukcja możliwości i kompetencji w obszarze technologii. Zostali sprzedani lub zaprzestali działalności dostawcy turbin, generatorów i kotłów. Zredukowano liczbę firm i instytucji zaplecza energetyki. Zakupom nowych bloków i urządzeń energetycznych nie towarzyszy offset technologiczny dający szansę na odbudowę utraconych oraz stworzenie nowych kompetencji w obszarze technologii. Praktycznie nie funkcjonuje revers engineering. Niewielu zdaje sobie sprawę z tego, inżynieria wsteczna jest dozwolona na terenie Unii Europejskiej do tworzenia programów komputerowych o analogicznym działaniu lub na potrzeby odblokowania ukrytych funkcjonalności produktów. Nie można kopiować kodów programów oraz konstrukcji, można jednak odtwarzać i poprawiać ich funkcje. To podejście powszechnie stosowane w świecie.

Wyścig technologiczny odbywa się w znacznym stopniu przez systemowe korzystanie z revers engineering. Podczas gdy my zrezygnowaliśmy z własnych, wysokich kiedyś kompetencji i możliwości technicznych w zakresie konstruowania i dostawy bloków i urządzeń energetycznych, inni także kiedyś korzystający z polskich dostawców bloków i urządzeń energetycznych, rozwinieli je w stopniu pozwalającym na oferowanie nam urządzeń wg najnowszych technologii. Od pewnego czasu, a zwłaszcza w ostatnich miesiącach wyraźnie widać, że nie ma „przyjaznych” dostawców technologii. Przemysły także zaprzysiężonych państw konkurują ze sobą.

Serwis remontowy i diagnostyczny stał się ostatnim obszarem polskich technologicznych kompetencji. Przeżywa jednak swój regres. Remonty stały się „awaryjno-planowe”. Diagnostyka stała się częścią remontów, często ma z niej większą korzyść firma remontowa niż użytkownik urządzeń. W tej sytuacji jako „polski” local content nie tylko na potrzeby elektrowni jądrowej większe szanse mogą mieć firmy zagraniczne z zarejestrowaną działalnością w Polsce.

Diagnostyka – jej możliwości i stan aktualny

Diagnostyka to może najważniejsza część utrzymania stanu technicznego elektrowni. Dobrze realizowana jest źródłem wiedzy korporacyjnej, towarzyszy modernizacjom i remontom, pozwala wyjaśniać przyczyny bezpośrednie i pośrednie awarii. Powinna być także wykorzystywana do wspierania eksploatacji, zwłaszcza w zakresie identyfikacji zagrożeń i optymalizacji jej kosztów, wtedy gdy ta staje się coraz bardziej regulacyjna ze wszystkimi tego konsekwencjami dla stanu technicznego urządzeń.

Współcześnie wykonywana diagnostyka, zwłaszcza dla bloków długo eksploatowanych, nawet tych których eksploatację zamierza się przedłużyć w większym stopniu, generuje informacje niż wiedzę. Dominującym kryterium prognozy trwałości jest liczba godzin i kontrola skutków pełzania, podczas gdy bloki pracują ponad dwukrotnie krócej niż w przeszłości, a coraz więcej uszkodzeń wywołanych jest przez termozmęczenie oraz posiada związek

z coraz liczniejszymi i dłuższymi postojami. W niewielkim stopniu wykorzystuje się zdalną diagnostykę, której stosowanie Pro Novum zainicjowało w polskich elektrowniach i elektrociepłowniach ponad 20 lat temu. Była szansa na jej realizację na wszystkich blokach klasy 200 MW, co stanowiłoby podstawę do wdrożenia zaawansowanych metod AI jako narzędzia wspierającego słabnące kompetencje w zakresie utrzymania technicznego oraz dostosowania tych bloków do pracy coraz bardziej regulacyjnej.

Diagnostyka, aby być źródłem wiedzy, a nie tylko informacji wymaga jednoczesnego uwzględnienia wiedzy o materiałach, konstrukcji i warunkach pracy, nie tylko cieplno-mechanicznych, ale także fizykochemicznych. Diagnostyka powinna jak najmniej kosztować, co oznacza, że przygotowanie obiektu do badań powinno być możliwie najbardziej ograniczone. Dzisiaj wynagrodzenie za wiedzę stanowi parę procent kosztów diagnostyki. Przyglądając się niektórym zakresom badań można dojść do wniosku, że ich twórcy wierzą w to, że ilość może przejść w jakość.

Nadzór diagnostyczny – przykłady realizacji

Bieżący nadzór diagnostyczny powinien stać się ważną częścią diagnostyki, którą należy zorganizować w sposób systemowy wykorzystując współczesne, sprawdzone technologie analityczne, cyfrowe i informatyczne jednocześnie opierając się na wiedzy i doświadczeniu, które są rezultatem bogatej, także pod względem know-how, historii polskiej elektroenergetyki.

Jako firma diagnostyczna posiadamy wieloletnie doświadczenia w sprawowaniu serwisów diagnostycznych o podobnym charakterze, uprawnione laboratoria zapewniające pełne spektrum badań oraz systemy do sprawowania zdalnej diagnostyki,

w których zaimplementowano wiedzę i wieloletnie doświadczenie specjalistów jak również obowiązujące standardy i wytyczne.

Koncepcja zdalnego nadzoru diagnostycznego polega na integracji klasycznej, zaawansowanej wiedzy na temat eksploatacji i diagnozowania urządzeń energetycznych oraz współczesnych technologii modelowania numerycznego konstrukcji i procesów wymiany ciepła, generowania naprężeń, przemieszczeń, oddziaływania czynników fizykochemicznych i utraty trwałości.

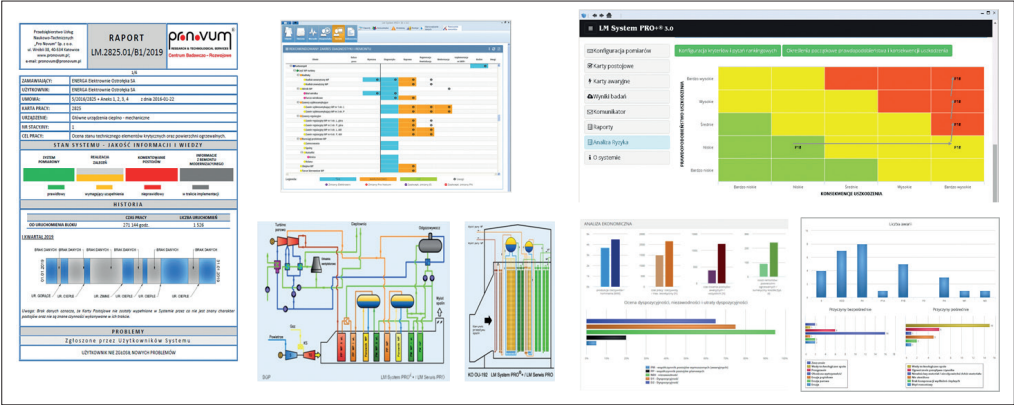
Podczas kilkunastoletnich doświadczeń z wdrażaniem nadzoru diagnostycznego [3-5], udostępniliśmy swoim Klientom odpowiednio skonfigurowane aplikacje informatyczne – oparte na platformie informatycznej **LM System PRO+®**. Najnowszymi przez nas oferowanymi rozwiązaniami są serwisy zarządzane przez programy **Prognost PRO®** oraz

LE-FO System PRO® wspierające bezpieczeństwo eksploatacji oraz oczekiwaną dyspozycyjność, zwłaszcza gdy:

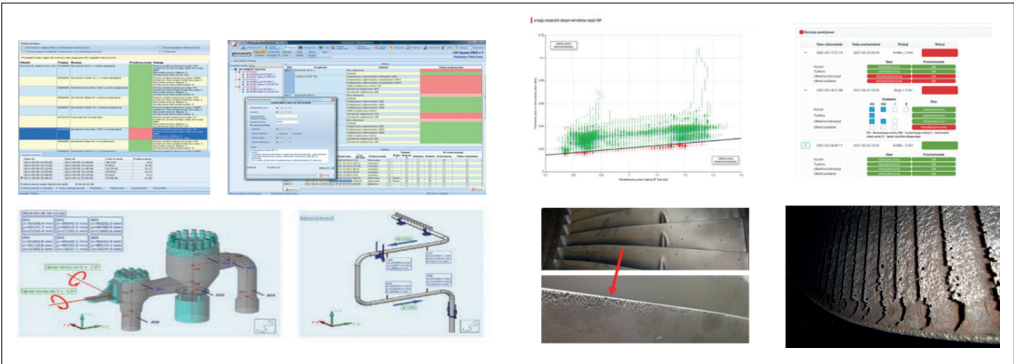
- eksploatacja przebiega w trybie coraz bardziej regulacyjnym,
- diagnostyka obiektowa wykonywana jest w ograniczonym zakresie,
- praca elementów odbywa się w trybie warunkowym.

Poniżej przedstawiono niektóre rodzaje długookresowych serwisów diagnostycznych sprawowanych podczas ostatnich kilkunastu lat.

- Nadzór diagnostyczny w zakresie oceny stanu technicznego i aktualizacji prognozy trwałości on-line elementów krytycznych głównych urządzeń bloków parowego oraz gazowo-parowego z uwzględnieniem chemii energetycznej.
- Nadzór diagnostyczny towarzyszący identyfikowaniu i monitorowaniu wybranych problemów technicznych wraz z oceną ryzyka.

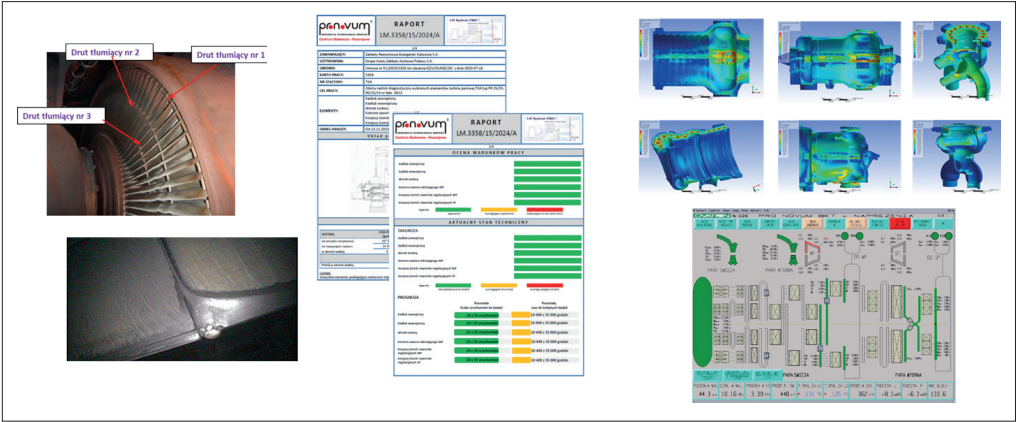


Rys. 1. Nadzór diagnostyczny nad głównymi urządzeniami bloku parowego oraz gazowo-parowego

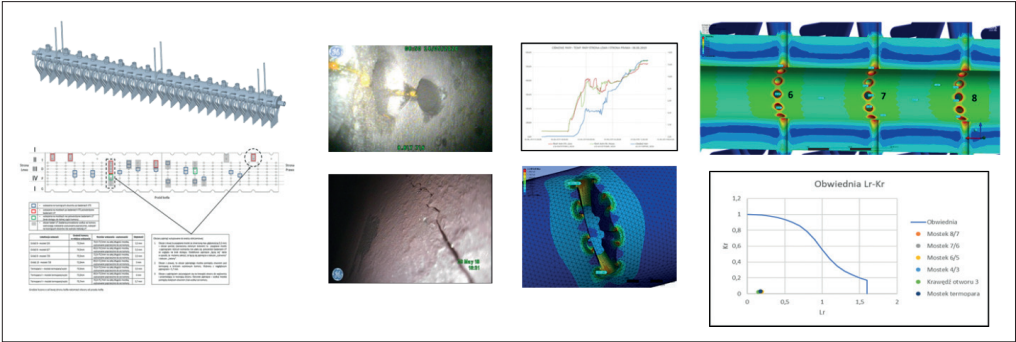


Rys. 2. Nadzór diagnostyczny towarzyszący identyfikowaniu i monitorowaniu wybranych problemów technicznych

Rys. 3.
Nadzór diagnostyczny nad aktualnym stanem technicznym wybranych elementów turbiny



Rys. 4.
Nadzór diagnostyczny nad pracą warunkową elementów ciśnieniowych kotłów [5]



- Nadzór diagnostyczny wybranych elementów turbiny parowej długo eksploatowanych i nowo zabudowanych w celu przedłużenia okresu międzyremontowego, w okresie gwarancyjnym i/lub kontroli on-line poziomu naprężeń z oddziaływaniem na sterowanie.
- Nadzór diagnostyczny nad warunkową pracą uszkodzonych elementów np. komór przegrzewaczy pary i schładzaczy pary.

Długookresowy serwis diagnostyczny (LTSA)

Na nowych blokach, nie tylko gazowych i gazowo-parowych, niektóre zaawansowane technicznie komponenty obejmowane są serwisem LTSA [1,2]. Dotyczy to zwłaszcza turbin. Serwis turbin w tym trybie sprawowany jest przez nawet kilkanaście lat. Z polskimi podwykonawcami serwisu podpisuje się zwykle umowy paroletnie. Wykonują one na ogół proste czynności pomocnicze. Rysunek 5 przedstawia zakres takiego serwisu. Jego częścią jest także diagnostyka wykonywana w terminach i zakresach ustalonych przez dostawcę. Jej część stanowi diagnostyka zdalna wykonywana w trybie monitorowania warunków pracy oraz bieżącego stanu technicznego w trybie on-line.

Long Term Service Agreement

Zarządzanie ryzykiem biznesowym

Części zamienne i serwis

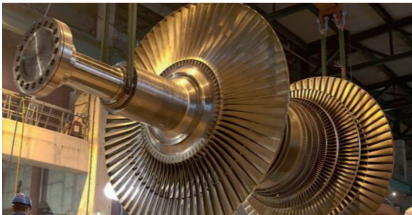
Wsparcie techniczne

Zarządzania zakładem

Diagnostyka

Zdalny Monitoring

Utrzymanie stanu technicznego

Long Time Diagnostic Service Agreement

Zarządzanie ryzykiem technicznym

Technologie napraw i modernizacji

Wsparcie techniczne

Planowanie badań i remontów

Badania i ekspertyzy poawaryjne

Zdalny Nadzór Diagnostyczny

Utrzymanie stanu technicznego





Rys. 5. Długookresowe serwisy dostawcy (LTSA) oraz serwisy w formule LTDSA firmy diagnostycznej z udziałem firmy remontowej.

Długookresowy serwis diagnostyczny (LTDSA) – korzyści

Zarządzanie infrastrukturą techniczną bloków energetycznych wymaga w pierwszym rzędzie kompletnej, aktualnej wiedzy o stanie technicznym urządzeń. Najważniejszym źródłem informacji jest diagnostyka wykonywana, w odpowiednim zakresie, podczas planowych i awaryjnych postojów bloków. Wybrane informacje remontowe oraz dotyczące warunków pracy stanowią niezbędne uzupełnienie.

Diagnostykę nowych urządzeń jak również długo eksploatowanych należy traktować jako źródło wiedzy o ich stanie technicznym, dlatego powinna posiadać autonomię w systemach LTSA i być wykonywana w trybie LTDSA [1, 2].

Kluczowymi cechami serwisów LTDSA są (rys. 5 i 6):

- długoterminowy charakter: umowy zawierane są na wiele lat, co zapewnia stabilność kosztów i dostępność firmy diagnostycznej;
- koszty: ustalona z góry cena usługi lub modelu rozliczenia ułatwia przewidywanie wydatków, zarządzanie budżetem i planowanie kosztów na utrzymanie stanu technicznego urządzeń;
- elastyczność: w umowach często uwzględnia się warunki elastyczne, takie jak zmiany harmonogramów badań w zależności od faktycznego stanu technicznego urządzeń;
- nowoczesność: dostawca serwisu implementuje system do zdalnej diagnostyki, który na bieżąco informuje Użytkownika o nieprawidłowościach;
- zarządzanie ryzykiem: może przenosić część ryzyka na dostawcę usług, ponieważ to on jest odpowiedzialny za zapewnienie poprawnego stanu technicznego urządzeń, co minimalizuje ryzyka wystąpienia awarii oraz nieplanowanych postojów.

Tego rodzaju serwis gwarantuje bezpieczeństwo i dyspozycyjność zapewniając zachowanie koniecznych kompetencji firm diagnostycznych, których utrata lub znaczące ograniczenie może stwarzać większe zagrożenie dla dyspozycyjności urządzeń niż utrata trwałości na skutek eksploatacji [3].

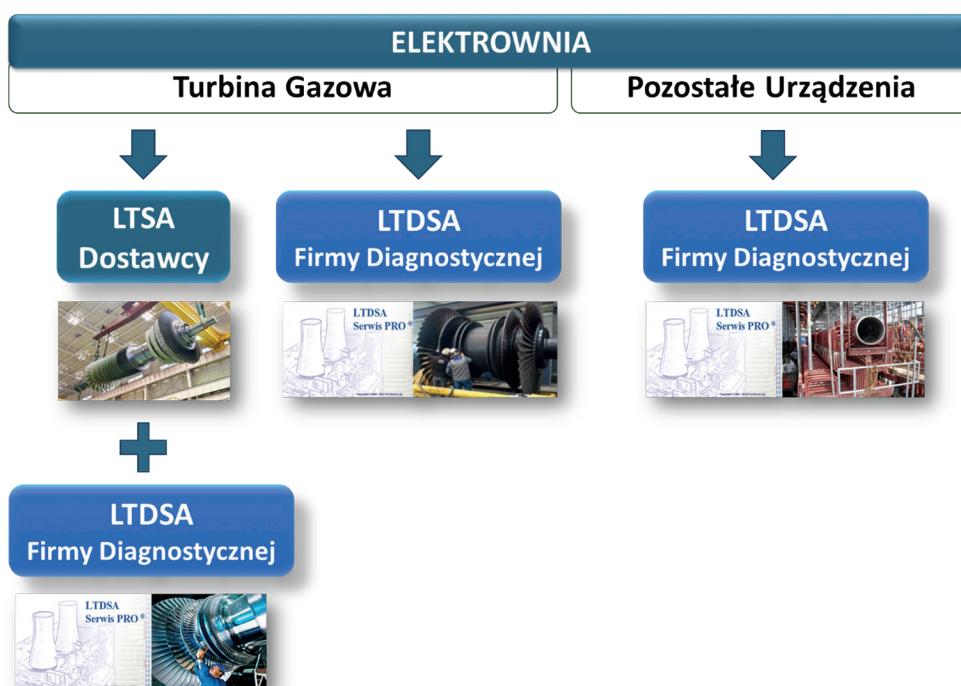
Podobnie jak serwis LTSA, również serwis LTDSA ograniczony do diagnostyki, najlepiej realizować w pełnym cyklu:

- dla bloków węglowych od ostatniego remontu kapitalnego do wyłączenia bloku/urządzenia z eksploatacji, a także odstawienia do rezerwy operacyjnej;
- dla nowych lub krótko eksploatowanych bloków i urządzeń energetycznych, możliwie najszybciej po rozpoczęciu eksploatacji;
- dla bloku jądrowego, od rozpoczęcia jego eksploatacji.

W tym czasie sprawowany jest pełny nadzór diagnostyczny, w trybie on-line aktualizowana jest ocena stanu technicznego i prognoza trwałości oraz wykonywane są badania towarzyszące przeglądom i remontom jak również wykonywane są ekspertyzy poawaryjne.

Na rysunku 6 przedstawiono różne możliwości zorganizowania serwisu LTDSA w zależności od indywidualnych potrzeb i możliwości użytkownika/inwestora. Warto zwrócić uwagę na dodatkowe opcje takiego serwisu, gdy:

- a) serwisem LTDSA objęte są nie tylko turbiny ale także inne urządzenia bloku;
- b) serwis LTDSA jest częścią serwisu LTSA wykonywanego wspólnie przez firmę remontową i diagnostyczną;
- c) serwis LTDSA wykonywany przez firmę diagnostyczną jest częścią serwisu LTSA dostawcy urządzeń..



Rys. 6. Serwisy dostawcy, firmy remontowej i diagnostycznej

Poniżej przedstawiono przykładowy zakres serwisu LTDSA dla turbin parowych bloku gazowo-parowego, obejmujący:

- analizę historii i warunków eksploatacji,
- ocenę wpływu czynników jw. na bieżący stan techniczny głównych komponentów turbiny,
- identyfikację ewentualnych zagrożeń dla zapewnienia oczekiwanej dyspozycyjności turbiny,
- analizę ewentualnych nieprawidłowości i stanów awaryjnych turbiny,
- udział w rekomendowaniu terminów i zakresów badań podczas planowanych remontów bieżących, średnich i kapitalnych turbiny,
- analizę wyników badań i pomiarów wykonywanych podczas remontów turbiny,
- wykonywanie ekspertyz poawaryjnych i/lub identyfikację przyczyn zakłóceń w pracy turbiny,
- analizę stanu naprężeń w głównych elementach turbiny podczas rozruchów z jej typowych stanów cieplnych,
- bieżące raportowanie o stanie technicznym turbiny,
- okresowe spotkania robocze w uzgodnionych terminach w formie bezpośredniej lub on-line w celu bieżącego doradztwa w zakresie diagnostyki i remontów.

Podsumowanie

Proces transformacji polskiej energetyki zawiera wiele nie wiadomych. Jej sposób i tempo powinno to uwzględniać. Część z obecnie istniejących bloków węglowych może być jeszcze eksploatowana przez ok. 10-15 lat [3]. Coraz bardziej regulacyjny/elastyczny tryb ich pracy będzie przyspieszał ubytek trwałości urządzeń. Wymagał będzie coraz większych kompetencji inżynierskich, których może brakować.

Utrzymaniu stanu technicznego nowych bloków energetycznych i urządzeń poświęca się niewiele miejsca. Narrację na temat przyszłej energetyki zdominowały informacje dotyczące zawierania kolejnych kontraktów na budowę. Utrzymanie stanu technicznego nowego majątku produkcyjnego nie wywołuje dotąd większego zainteresowania, a przecież to nie tylko wysokie koszty, dla bloków jądrowych bardzo wysokie. To także niewielki już obszar obrony naszej suwerenności energetycznej.

LTSA zapewnia wprawdzie wysoki poziom bezpieczeństwa i dyspozycyjności niektórych urządzeń energetycznych, ale ogranicza użytkownikowi dostęp do szczegółowej wiedzy o ich stanie technicznym. Dzięki formule LTSA dostawca uzyskuje wpływ na strategię utrzymania technicznego urządzeń. LTDSA (Long Time Diagnostic Service Agreement) stanowi

uzupełnienie serwisu LTSA i daje użytkownikowi/inwestorowi większy dostęp do wiedzy diagnostycznej, równoważąc jego kompetencje względem dostawcy. Sięgnięcie po korzyści, jakie może dać revers engineering bez diagnostyki wykonywanej na odpowiednio wysokim poziomie będzie trudne lub wręcz niemożliwe. LTDSA odgrywa ważną rolę w rozwiązywaniu problemów awaryjnych, umożliwiając szybszą identyfikację przyczyn awarii i skuteczniejsze działania naprawcze.

Trudno wyobrazić sobie zapewnienia wysokich kompetencji polskich firm serwisowych, w tym diagnostycznych w okresie eksploatacji nowych bloków bez długoterminowych kontraktów, zwłaszcza że kupowane są pojedyncze bloki i urządzenia różnych dostawców. Istotnej wiedzy i kompetencji nie osiąga się podczas wykonywania okresowo doraźnych prac. Połączenie LTSA i LTDSA pozwala osiągnąć kompromis między bezpieczeństwem eksploatacji, interesem dostawcy a potrzebą użytkownika do posiadania wiedzy i kontroli nad stanem technicznym urządzeń.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Trzeszczyński J., Stanek R., *Serwis diagnostyczny w formule LTDSA źródłem korzyści dla inwestora i użytkownika nowych urządzeń energetycznych*, XXVII Sympozjum Pro Novum „Diagnostyka i serwisowanie urządzeń w energetyce jądrowej i konwencjonalnej”, Bystra, 8-10 października 2025.
- [2] Trzeszczyński J., Stanek R., *Diagnostyka wykonywana w trybie LTSA zapewniająca dyspozycyjność bloków węglowych w okresie ich dalszej eksploatacji*. XXVI Sympozjum Pro Novum, Bystra, 9-11 października 2024.
- [3] Trzeszczyński J., *Projekt BLOKI 2025+. Założenia do strategii kontynuowania eksploatacji bloków klasy 200 MW (I). Aktualny stan implementacji Projektu*. „Energetyka” 2023, nr 12, Biuletyn Pro Novum nr 2/2023.
- [4] Rajca S., Pośpiech S., Dragon A., *Diagnostyka wspierająca remonty i eksploatację turbin parowych*, „Energetyka” 2022, nr 12, Biuletyn Pro Novum nr 2/2022.
- [5] Trzeszczyński J., Murzynowski W., *Nadzór diagnostyczny nad warunkową eksploatacją uszkodzonych schładzaczy do czasu ich wymiany lub naprawy*. „Energetyka” 2019, nr 7. Biuletyn Pro Novum nr 1/2019.

XXVII Sympozjum DIAGNOSTYKA URZĄDZEŃ ENERGETYCZNYCH I INSTALACJI PRZEMYSŁOWYCH

Diagnostyka i serwisowanie urządzeń w energetyce jądrowej oraz konwencjonalnej

W dniach 8-10 października 2025 r. w Bystrej odbyło się zorganizowane przez Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” sp. z o.o. XXVII Sympozjum **DIAGNOSTYKA URZĄDZEŃ ENERGETYCZNYCH I INSTALACJI PRZEMYSŁOWYCH**, którego tematem przewodnim w tym roku była **Diagnostyka i serwisowanie urządzeń w energetyce jądrowej oraz konwencjonalnej**. Tegoroczne Sympozjum składało się z dwóch części. Pierwszy dzień (8 października br.) poświęcony był tematyce energetyki jądrowej i zorganizowany został we współpracy z *Ministerstwem Energii*. Natomiast kolejne dwa (9-10 października br.) zostały poświęcone energetyce konwencjonalnej.

Partnerami merytorycznymi tegorocznego Sympozjum byli: *Urząd Dozoru Technicznego*, *DEsire – Platforma*, *Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie*, *Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska*, *vgbe energy e.V.*, *TAURON Wytwarzanie SA*, *Veolia Energia Poznań SA*, *ENEA Elektrownia Połaniec SA*.

Wśród Partnerów wydarzenia znalazły się też: Partner Strategiczny – *Kurita Polska sp. z o.o.*, Partnerzy Technologiczni: „*ENERGOPROJEKT-KATOWICE*” SA, „*Energopomiar*” Sp. z o.o., *Grupa Poven-Wafapomp SA*, *Energoremont sp. z o.o.* i *ORLEN Serwis SA*, a także Partnerzy: *Stowarzyszenie POLSKA ARMATURA PRZEMYSŁOWA* oraz *Oddział Zagłębia Węglowego Stowarzyszenia Elektryków Polskich*.

Wszystkie najważniejsze czasopisma branżowe objęły Sympozjum Patronatem medialnym, a były to: „*Energetyka*”, „*Nowa Energia*”, *kierunekenergetyka.pl*, „*Śląskie Wiadomości Elektryczne*”, „*Europerspektywy*” oraz „*Ochrona przed Korozją*”.

Otwarcia Sympozjum, zarówno części „jądrowej” jak i „konwencjonalnej”, dokonała Ewa Trzeczzyńska – Członek Zarządu i Zastępca Dyrektora ds. Administracyjnych i Finansowych w *Pro Novum sp. z o.o.*, która przedstawiła partnerów Sympozjum, jego tematykę i program. Następnie powitalne adresy do uczestników skierowali: *Jerzy Trzeczzyński (Pro Novum sp. z o.o., Prezes Zarządu)*, *Andrzej Sidło (Ministerstwo Energii, Departament Energii Jądrowej, Radca Ministra)*, *Paweł Smoliński (Urząd Dozoru Technicznego, Dyrektor Departamentu Innowacji i Rozwoju)*, *Bogdan Pilch (IGEOS, Dyrektor)*, *Łukasz Bartela (DEsire Platforma Transformacji Energetyki, Kierownik projektu)*, *Mariusz Saratowicz (OZW SEP, Prezes Zarządu)*. Podczas otwarcia drugiego dnia do grona wygłaszających adres powitalny dołączyli: *Marek Kotuła (TAURON Wytwarzanie SA, Dyrektor Pionu Techniczno-Produkcyjnego)*, *Oliver Then (vgbe energy e.V., Executive Managing Director)*, *Aneta Szubert (OZW SEP, Wiceprezes Zarządu)*, *Tomasz Musiał (Kurita Polska Sp. z o.o., Area Coordinator)*.



Ewa Trzeczzyńska (Pro Novum sp. z o.o.)



Jerzy Trzeczzyński (Pro Novum sp. z o.o.)



Sala obrad



Andrzej Siłdo
(Ministerstwo Energii, Departament Energii Jądrowej)



Mariusz Saratowicz
(Oddział Zagłębia Węglowego SEP)



Bogdan Pilch
(IGEOS)



Paweł Smoliński (Urząd Dozoru Technicznego,
Departament Innowacji i Rozwoju)



Łukasz Bartela
(Desire Platforma Transformacji Energetyki)



Oliver Then
(vgbe energy e.V.)



Sala obrad podczas pierwszego dnia Sympozjum



Marek Kotuła
(TAURON Wytwarzanie SA)



Aneta Szubert
(Oddział Zagłębia Węglowego SEP)

Podczas trzech dni odbyło się 6 sesji, w ramach których wygłoszonych zostało 25 referatów. W Sympozjum wzięło udział ok. 130 przedstawicieli wszystkich grup energetycznych, firm remontowych i diagnostycznych oraz innych firm i instytucji związanych z energetyką.

Podczas tegorocznej edycji Sympozjum nie zabrakło ponownie uczestników i prelegentów z zagranicy. W „części jądrowej” przedstawiciele firmy *Westinghouse Electric Company LLC*, Javier Barroso oraz Byron Ginter, wygłosili referat na temat **optymalizacji cyfrowej na potrzeby eksploatacji i utrzymania elektrowni jądrowych**. Juraj Vanovca z *Kurita Europe GmbH* przedstawił **technologie Kurita w zakresie zarządzania wodą chłodzącą dla zapewnienia bezpieczeństwa, zgodności i ciągłości działania w elektrowniach jądrowych**. Interesujący referat na temat **modernizacji**

i serwisowania turbin jądrowych dużej mocy wygłosił przedstawiciel *GE Power* Mariusz Banaszkiewicz (*GE Vernova Inc.*), a współautorami tego referatu byli Frank Biesinger, Huascar Lorini.

W części poświęconej energetyce jądrowej oprócz ważnych prezentacji, m.in. *Ministerstwa Energii (Andrzej Siłdo)* dotyczącej **aktualnego statusu polskiego programu jądrowego**, *Narodowego Centrum Badań Jądrowych (Małgorzata Frelek-Kozak)* poświęconej **omówieniu badań materiałowych dedykowanych technologiom jądrowym**, znalazły się prezentacje polskich firm technologicznych, których wystąpienia pokazały, że wiedza, rozwiązania, technologie, którymi dysponują nie ustępują tym światowym. Usłyszeliśmy również przedstawiciela *Urzędu Dozoru Technicznego (Paweł Smoliński)*, który omówił **zadania UDT w zakresie energetyki jądrowej**.

Natomiast w „części konwencjonalnej” swoją prezentację na temat **zwiększenia wydajności i ochrony systemu dzięki technologii CETAMINE** przedstawili Andre de Bache oraz Beata Malinowska (*Kurita Europe GmbH*). Z kolei przedstawiciel *vgbe Energy e.V.*, Oliver Then, zaprezentował referat na temat **znaczenia elektrowni gazowych w Niemczech dla bezpieczeństwa dostaw i dekarbonizacji**.

Nie tylko w opinii organizatorów XXVII Sympozjum adresowane do inżynierów zajmujących się utrzymaniem majątku produkcyjnego elektrowni, w tym roku także jądrowych, zakończyło się sukcesem. Jak większość poprzednich dotyczyło szeroko pojętej tzw. transformacji polskiego sektora energetycznego, którego cechą – zwłaszcza w ostatnich dwóch latach – jest przyspieszanie procesu wyłączenia bloków węglowych zastępowanych przez bloki gazowe i gazowo-parowe, a za 10 lat także przez pierwszy blok jądrowy. Sympozja *Pro Novum*, jak dotąd poświęcone są sterowalnemu źródłu energii, których liczba, stan techniczny oraz dyspozycyjność posiada decydujące znaczenie dla bezpiecznego zwiększania źródeł OZE w Krajowym Systemie Energetycznym.

Sympozjum stało się okazją do szerokiej prezentacji dorobku polskich firm technologicznych oraz dyskusji na temat możliwości wykorzystania ich potencjału w obszarze utrzymania stanu technicznego polskich elektrowni jądrowych. Za powód do satysfakcji organizatorzy uważają obecność podczas Sympozjum polskich firm technologicznych z obszaru projektowania oraz serwisowania majątku produkcyjnego, zarówno elektrowni jądrowych jak i konwencjonalnych, które wzięły aktywny udział w tym wydarzeniu występując w roli Partnerów Technologicznych.

W „części jądrowej” Sympozjum Andrzej Sidło przedstawił aktualny stan realizacji projektu jądrowego Lubiatowo-Kopalino, koncentrując się zwłaszcza na przygotowaniach i zaangażowaniu krajowego przemysłu w ten projekt. W referacie Pawła Smolińskiego zostały zaprezentowane główne zadania UDT, rodzaje i typy urządzeń objęte dozorem technicznym oraz aktualny stan realizacji projektów jądrowych w Polsce z punktu widzenia UDT. Jerzy Trzeczniński zwrócił uwagę na brak synchronizacji procesów przyspieszonego wyłączenia z eksploatacji bloków węglowych z odległym terminem uruchomienia pierwszego bloku jądrowego, a także kolejnych bloków gazowych i gazowo-parowych, które budowane są bez offsetu technologicznego

za to z parunastoletnimi serwisami LTSA dostawców. To sprawia, że firmy serwisowe od pewnego czasu redukują swój potencjał. Technologiczny *local content* będą w tym czasie prawdopodobnie stanowić firmy zagraniczne zarejestrowane w Polsce. W tym referacie, a także wygłoszonym przez Wojciecha Murzynowskiego z *Pro Novum* poinformowano, że doświadczenia i kompetencje specjalistów *Pro Novum* sięgają jeszcze budowy pierwszej elektrowni jądrowej w Żarnowcu oraz badań i napraw wirników generatorów w Elektrowni Jądrowej Chmielnicka (Ukraina). Interesujące referaty prezentujące swoje doświadczenia w zakresie świadczenia specjalistycznych usług dla elektrowni jądrowych przedstawili przedstawiciele firm: *Koli Sp. z o.o.*, *Energoremont Sp. z o.o.* a także Grzegorz Pakuła z *Grupy Powen-Wafapomp*, który wskazał na bariery i zagrożenia towarzyszące angażowaniu się polskich firm technologicznych w projekt jądrowy, zwłaszcza ponoszenie wysokich kosztów w długim czasie bez gwarancji uzyskania zamówień. Zaproponował, podobnie jak organizatorzy Sympozjum, o łączenie kompetencji polskich firm technologicznych dysponujących odpowiednim potencjałem technicznym.

„Część konwencjonalną” Sympozjum otworzył referat wygłoszony przez *Pro Novum* o tematyce odnoszącej się nie tylko dla nowych bloków gazowych i gazowo parowych, ale także do bloków jądrowych. Serwis w formule LTSA zapewnia inwestorom/użytkownikom urządzeń bezpieczeństwo i dyspozycyjność i jednocześnie stwarza dostawcom dodatkowe, znaczące źródło dochodów poprzez wpływ na strategię utrzymania bloków i urządzeń energetycznych przez większość czasu ich eksploatacji. Równolegle wykonywany, rekomendowany przez *Pro Novum*, serwis w formule LTDSA (*Long Time Diagnostic Service Agreement*) równoważy kompetencje dostawcy i użytkownika stwarzając warunki dla optymalizacji nakładów na utrzymanie majątku produkcyjnego. Sądząc po liczbie dotąd oddanych do eksploatacji i planowanych do zbudowania bloków gazowych klasy CCGT, jak również OCGT propozycja *Pro Novum* może być źródłem znaczących korzyści finansowych oraz suwerenności energetycznej.

W referacie Waldemara Szulca z *Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie* zwrócono uwagę, że przyspieszającej transformacji technologicznej w sektorze wytwarzania brakuje wskazania skoordynowanych terminów wyłączeń starych i uruchomień nowych sterowalnych jednostek energetycznych, co jest niezbędne, aby zabezpieczyć obsługę o koniecznych



kompetencjach dla bezpiecznej pracy. W referatach przedstawiciele **TAURON Wytwarzanie** oraz **Enea Elektrownia Połaniec** wspólnym z **Pro Novum**, zwrócono uwagę na zapewnienie dyspozycyjności bloków węglowych poprzez identyfikację zagrożeń związanych z coraz bardziej regulacyjnym trybem ich pracy, jak również ograniczeniem jego negatywnych skutków.

W części dotyczącej diagnostyki i serwisowania urządzeń w energetyce konwencjonalnej swoimi doświadczeniami podzielili się Partnerzy Merytoryczni Sympozjum (**ENEA Elektrownia Połaniec SA**, **Veolia Energia Poznań SA**, **TAURON Wytwarzanie SA**), a **Paweł Perżyto** z **Orlen SA** omówił **rolę bloków gazowo-parowych w systemie elektroenergetycznym Polski**. Tu także nie zabrakło prezentacji firm technologicznych, w tym **Pro Novum**.

Podczas Sympozjum odbyły się dwa Panele dyskusyjne.

W części dotyczącej energetyki jądrowej tematem dyskusji były **bariery wejścia polskich firm technologicznych do łańcucha dostaw dla energetyki jądrowej**. Moderator dyskusji, **Profesor Łukasz Bartela (DEsire)**, zaprosił do niej: **Andrzeja Sidło (ME)**, **Olgerda Sikorę (Energoprojekt-Katowice S.A.)**, **Piotra Kańtocha (Grupa Powen-Wafapomp SA)**, **Kazimierza Ruszniaka (Energoremont sp. z o.o.)** oraz **Krzysztofa Brunné (Pro Novum sp. z o.o.)**. Padło wprowadzić kilka krytycznych uwag co do organizacji projektu jądrowego, ale znacznie więcej było sugestii i rzeczowych postulatów, które powinny pozwolić te bariery zmniejszyć. Cieszy, że twórcy projektu jądrowego chcą korzystać z wiedzy i doświadczenia polskich fachowców.

Drugi Panel Dyskusyjny odbył się w „części konwencjonalnej” Sympozjum i dotyczył **diagnostyki i serwisowania urządzeń w energetyce konwencjonalnej oraz roli tych bloków w transformacji energetycznej**. Czy można uzyskać neutralność klimatyczną do 2050? Jak modyfikować transformację energetyczną uwzględniając sytuację geopolityczną, łagodzenie strategii Zielonego Ładu czy renesans paliw kopalnych? Między innymi takie pytania uczestnikom dyskusji, przedstawicielom firm technologicznych, grup energetycznych i nauki z wieloletnim praktycznym doświadczeniem, postawił moderator **Jacek Janas (ENERGOPROJEKT-KATOWICE SA)**. Odpowiedzi panelistów (**Marek Kotuła – TAURON Wytwarzanie SA**, **Stanisław Siedlecki – Doradztwo Techniczne**, **Wojciech Piecha – PRUE KATOWICE Sp. z o.o.**, **Grzegorz Pakuła – Grupa Powen-Wafapomp SA**, **Łukasz Kot – „Energopomiar” Sp. z o.o.**, **Roman Krok – Politechnika Śląska** oraz **Jerzy Trzecznyński – Pro Novum sp. z o.o.**) wskazywały na kilka ważnych kwestii:

- jedną z barier szybkiej transformacji są same technologie, które miałyby posłużyć do jej osiągnięcia, a nie wszystkie z nich można uznać za w pełni komercyjne;
- kolejna bariera to ekonomia – koszty transformacji prawdopodobnie przerastają możliwości finansowe większości państw, także europejskich;



- transformacja energetyki, jeśli ma być bezpieczna, musi być realizowana w sposób, który uwzględnia wymienione ograniczenia i ryzyka, co m.in. oznacza, że wyłączanie z eksploatacji bloki należy traktować jako rezerwę operacyjną, a nie magazyn części zamiennych;
- do stabilizowania systemu elektroenergetycznego z rosnącą ilością pogodozależnych źródeł OZE w ograniczonym stopniu nadają się elektrownie jądrowe oraz duże bloki konwencjonalne, zwłaszcza węglowe.

Możliwe, że nie wszystkie dotąd wybudowane bloki gazowo-parowe nadają się do intensywnej pracy regulacyjnej. Nowe będą efektywne ekonomicznie wyłącznie ze wsparciem Rynku Mocy, a jeśli w ciągu najbliższych ok. dziesięciu lat nie zostaną dostosowane do współspalania wodoru mogą być wyłączane z eksploatacji z identycznych powodów, jak obecnie bloki węglowe. Optymalnym rozwiązaniem w okresie najbliższych ok. dziesięciu lat są bloki klasy 200 MW; większość tych jednostek spełnia normy środowiskowe i choć nie były projektowane do pracy elastycznej, dobrze sobie radzą z takim trybem pracy pod warunkiem, że zostaną do niego odpowiednio dostosowane oraz będą dysponowały odpowiednimi środkami finansowymi na diagnostykę i remonty. W przeciwieństwie do współczesnych urządzeń energetycznych są łatwo i tanio naprawialne z wykorzystaniem kompetencji polskich specjalistów oraz serwisowalne przez polskie firmy technologiczne. Groźniejszym dla nich procesem niż wyczerpanie trwałości jest postępująca redukcja możliwości technicznych i kompetencji firm remontowych i diagnostycznych, co w znacznej mierze wynika z pogarszających się warunków ekonomicznych dla źródeł węglowych.