

Biuletyn

nr 1/2018

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



System
zarządzania
ISO 9001:2008
ISO 14001:2004
PN-N-18001:2004
www.tuv.com
ID 910628944



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

nr LB-003/09

pro·vum[®]
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo - Rozwojowe

Szanowni Państwo

Zachęcamy do lektury kolejnych artykułów, które powstały na podstawie referatów wygłoszonych podczas ostatniej edycji Sympozjum zorganizowanego przez Pro Novum w październiku ubiegłego roku. Zaprezentowano w nich zarówno nowe wyzwania, jakie stoją przed użytkownikami długo eksploatowanych bloków energetycznych, jak również podejście do oceny stanu technicznego, które może zapewnić im dalszą bezpieczną pracę przy spełnieniu wymagań prawnych, technicznych oraz niskich nakładach na utrzymanie stanu technicznego.

Wobec wielu wymagań, przed którymi stoi eksploatacja bloków energetycznych, zwłaszcza w energetyce zawodowej, często wzajemnie sprzecznych, posiadanie pełnej wiedzy o ich aktualnym stanie technicznym trzeba uznać za podstawowe. Połączenie rzetelnie wykonywanej diagnostyki, według metod sprawdzonych przez całą dekadę eksploatacji bloków energetycznych, ze współczesnymi metodami, jakie wnosi informatyka, metody numerycznego modelowania oraz zaawansowana analityka danych jest najlepszym podejściem, które Pro Novum wdraża, od wielu lat, w skali nie tylko poszczególnych elektrowni, ale także całej klasy urządzeń o podobnej konstrukcji. To podejście do diagnostyki, które już daje widoczne efekty i którego kontynuowanie i rozwijanie powinno przynieść kolejne korzyści.

Jerzy Trzeszczyński & Jerzy Dobosiewicz

Łukasz Górny

EIB S.A.

Radca Prawny, Manager ds. Obsługi Klientów Strategicznych

Przedłużanie eksploatacji i elastyczna praca urządzeń elektrowni w kontekście ciągłości ochrony ubezpieczeniowej

Extend of the operation and flexibility of the power plant equipment in the context of insurance coverage

Tematem przewodnim XIX Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowego pt. „Diagnostyka i remonty urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni” były wyzwania technologiczne wiążące się z przedłużaniem oraz uelastycznieniem pracy bloków energetycznych o mocy 200 MW i 360 MW. Bloki te konstru-

owane były z myślą o pracy w trybie podstawowym i większość doświadczeń kadry energetycznej oparta jest na takim systemie zarządzania dyspozycyjnością jednostek wytwórczych. Żywotność tych bloków, a więc ich przewidywany czas eksploatacji, także w założeniach projektowych miał określone ograniczenia.

Energetyka

Na bazie tej wiedzy, informacji wynikających z eksploatacji maszyn, tzn. całego szeregu danych parametryzujących pracę głównych urządzeń sektora elektroenergetycznego oraz szerszego przeglądu ryzyka opartego m.in. na statystykach międzynarodowych, zakłady ubezpieczeń angażują swoje siły, potencjał finansowy, a więc tzw. pojemność ubezpieczeniową, w celu objęcia ochroną konkretnej elektrowni lub elektrociepłowni. Ocena ryzyka na etapie poprzedzającym zawarcie umowy ubezpieczenia ma wpływ na warunki umowy ubezpieczenia, jaką oferuje Ubezpieczyciel, w tym oczywiście na cenę – wysokość składki.

Priorytet nadawany niestabilnym źródłom OZE przez europejską politykę energetyczną oraz korzystniejsze pod kątem ekonomicznym eksploatowanie dużych jednostek wytwórczych w Polsce (już wybudowanych lub planowanych w najbliższych latach do oddania do eksploatacji) sprawiają, że niezwykle istotną rolę w stabilizacji całego systemu będą pełnić właśnie bloki o mocy 200 i 360 MW. Zadanie, przed jakim stoi cała branża, polegające na przededefiniowaniu roli tych jednostek wytwórczych w kierunku pełnienia funkcji regulacyjnej, w tym w szczególności pracy w pasmach podszczytowych i szczytowych, ma głównie charakter technologiczny, inżynierski i następnie diagnostyczny. Sama jednak zmiana charakteru eksploatacji tych urządzeń, w tym zastosowane rozwiązania technologiczne, wiążące się np. z koniecznością częstszych i szybszych uruchomień, nowymi warunkami cieplno-mechanicznymi, chemicznymi pracy, ma bezpośredni wpływ na ocenę ryzyka także pod kątem ubezpieczeniowym. W niniejszym artykule przedstawiono zagrożenia w sferze ubezpieczeniowej, jakie mogą wiązać się z wprowadzeniem nowych rozwiązań technologicznych i zmianą charakteru pracy jednostek wytwórczych. Zaproponowano także rozwiązania, które mogą uchronić elektrownie oraz elektrociepłownie przed lukami w ochronie ubezpieczeniowej.

Sektor energetyczny w Polsce ma świadomość konieczności korzystania z ochrony ubezpieczeniowej. Programy ubezpieczeniowe zawierane przez elektrownie oraz elektrociepłownie mają często kompleksowy charakter, tzn. obejmują polisy chroniące ryzyka o charakterze żywiołowym (zewnętrznym, takie jak ogień, wybuch, powódź, wichury i inne), oraz polisy chroniące ryzyka awaryjne (wewnętrzne, takie jak błędy w obsłudze, materiałowe, projektowe i inne). Jako nieliczna branża w Polsce wytwórcy energii standardowo uzupełniają ochronę w powyższych obszarach, także tzw. polisami utraty zysku, chociaż właściwszą nazwą dla nich jest polisy przerw w działalności.

Zadaniem polis żywiołowych oraz awaryjnych jest uzyskanie środków finansowych na odtworzenia zniszczonego mienia na skutek wystąpienia określonych ryzyk, czyli uzyskanie odszkodowania na odbudowę np. zniszczonego turbozespołu. Polisy przerw w działalności natomiast rekompensują wytwórcom straty polegające na przerwaniu lub ograniczeniu produkcji przez blok na skutek konieczności naprawy/odbudowy mienia produkcyjnego. W ramach odszkodowania uzyskują oni równowartość kosztów stałych niepokrytych przychodami z produkcji oraz utracony zysk brutto (jeśli taki był planowany).

Dla potrzeb niniejszego artykułu istotnym jest wskazanie, że polisy te zawierane są w cyklach co najmniej rocznych, jednak elektrownie oraz elektrociepłownie decydują się na wieloletnie umowy ubezpieczenia, których **zadaniem jest udzielanie ochrony podczas normalnych procesów eksploatacyjnych.**

Tak więc rozpoczęcie procesu modernizacyjnego, którego celem będzie wdrożenie nowych rozwiązań technologicznych, dzięki którym jednostki wytwórcze dostosują się do pełnienia funkcji opartej bardziej na regulacji systemu energetycznego, przerywa ochronę ubezpieczeniową w stosunku do mienia, którego dotyka proces inwestycyjny.

Procesy modernizacyjne, inwestycyjne wymagają więc zawarcia odrębnych polis budowlano-montażowych. Ochrony w ramach tych polis mogą udzielać inni Ubezpieczyciele niż zaangażowani w ochronę procesu eksploatacji mienia. Przed zaangażowaniem się w ryzyko wymagają oni przedstawienia m.in. informacji o zakresie prac, ich wartości, wykonawcy, harmonogramie, a więc na bazie takich danych przygotowują warunki ubezpieczenia oraz kalkulują cenę. Zakończenie modernizacji oraz oddanie bloku do eksploatacji kończy podstawową ochronę w ramach polisy budowlano-montażowej (w określonym zakresie w dalszym ciągu może trwać ochrona na okres konserwacji czy też gwarancji) oraz teoretycznie powinna przywracać ochronę w ramach obowiązującej umowy żywiołowej oraz awaryjnej, uzupełnianej umowami ubezpieczenia przerw w działalności. **Jednak kluczowe zmiany w charakterystyce pracy jednostki wytwórczej wprowadzone podczas takiej modernizacji sprawiają, że bez podjęcia dodatkowych działań przez elektrownię lub elektrociepłownię może się ona narazić nawet na odmowę przez Ubezpieczyciela wypłaty odszkodowania z takich polis.** Co więcej, taka odmowa miałaby mocne podstawy kontraktowe oraz prawne. W związku z powyższym przedmiotem niniejszego artykułu nie będą zagadnienia związane z samym procesem odpowiedniego zabezpieczenia procesu modernizacyjnego, ale zwrócenie uwagi na konieczność zapewniania ciągłości ubezpieczeniowej w ramach polis przeznaczonych do ochrony etapu eksploatacji takiego mienia.

Podstawowymi czynnikami branżowymi pod uwagę do oceny ryzyka ubezpieczeniowego w sektorze elektroenergetycznym są:

- 1) *Location* (Lokalizacja) – czynnik związany z podatnością na szkody żywiołowe (powódzie, huragany, pożary) wynikające z położenia geograficznego;
- 2) *Technology* (Technologia) – czynnik związany z podatnością konkretnych rodzajów urządzeń na szkody wynikające ze zdarzeń awaryjnych (wybuch, awarie mechaniczne);
- 3) *Operations and Maintenance* (Utrzymanie i Konserwacja) – czynnik związany z jakością eksploatacji podstawowego majątku produkcyjnego i prowadzonej przez przedsiębiorstwo polityki remontowej.

Analizowane zmiany w charakterystyce pracy jednostek wytwórczych oraz konieczność dostosowania do nich wymogów diagnostycznych należą więc do dwóch z trzech podstawowych obszarów oceny ryzyka – *Technology* oraz *Operations and Maintenance*.

W praktyce zawarcie kluczowych umów ubezpieczeń majątkowych w sektorze elektroenergetycznym poprzedzone jest przeprowadzeniem przez Ubezpieczycieli survey'ów ubezpieczeniowych (lustracji obiektów i zebraniem całego zestawu szczegółowych informacji technicznych do oceny ryzyka). Ubezpieczyciele wykazują szczególne zainteresowanie kwestiami związanymi z utrzymaniem podstawowego majątku produkcyjnego, diagnostyką, polityką remontową. Konstruując ofertę ubezpieczenia biorą więc pod uwagę aktualną politykę zarządza-

nia ryzykiem. Polityka współdziałania elektrowni lub elektrociepłowni z Ubezpieczycielami na etapie zawierania umów ubezpieczenia i przekazywania im pełnego obrazu ryzyka podlegającego kontroli przez wytwórcę, w celu uzyskania atrakcyjnych cenowo i jakościowo ofert, ma charakter tzw. **deklaracji ryzyka**. Odpowiedzi na szczegółowe pytania zadawane przez inżynierów ryzyka na survey'ach ubezpieczeniowych, underwriterów podczas procesu negocjacji, mają zgodnie z powszechnie obowiązującymi przepisami prawa (kogentnymi, niepodlegającymi zmianom w ramach umów cywilnych) znaczenie dla udzielanej ochrony ubezpieczeniowej. Informacje te należy ocenić jako istotne.

Zgodnie z art. 815 Kodeksu cywilnego (KC):

§1. Ubezpieczający obowiązany jest podać do wiadomości ubezpieczyciela wszystkie znane sobie okoliczności, o które ubezpieczyciel zapytywał w formularzu oferty albo przed zawarciem umowy w innych pismach. (...)

§2. Jeżeli w umowie ubezpieczenia zastrzeżono, że w czasie jej trwania należy zgłaszać zmiany okoliczności wymienionych w paragrafie poprzedzającym, ubezpieczający obowiązany jest zawiadamiać o tych zmianach ubezpieczyciela niezwłocznie po otrzymaniu o nich wiadomości. (...)

§3. Ubezpieczyciel nie ponosi odpowiedzialności za skutki okoliczności, które z naruszeniem paragrafów poprzedzających nie zostały podane do jego wiadomości. (...)

Obraz wyłaniający się z obszarów *Technology* oraz *Operations and Maintenance* i jego umiejętne przełożenie na konkretne postanowienia umów ubezpieczenia pozwalają uzyskać niestandardowe rozwiązania ubezpieczeniowe, odpowiadające na potrzeby branży ubezpieczeniowej. Jednym z takich rozwiązań jest wprowadzenie specjalnej klauzuli – normy o charakterze zobowiązania kontraktowego, dzięki której wewnętrzne przepisy eksploatacyjne danej elektrowni/elektrociepłowni traktowane są przez Ubezpieczyciela jako priorytetowe na całej drabinie zaleceń producentów, instrukcji, wskazówek etc.

Przedłużenia oraz uelastycznienie pracy bloków energetycznych może więc mieć podstawowe znaczenie dla oceny ryzyka ubezpieczeniowego. Z perspektywy ubezpieczeniowej zmiany te mogą być ocenione jako istotna zmiana obrazu zadeklarowanego ryzyka. **Zgodnie więc z przywołanym art. 815 §2 wiązałoby się to z obowiązkiem poinformowania Ubezpieczyciela w obszarze polis „eksploatacyjnych” o zmianach w tym obszarze.**

Możliwy wpływ zmian technologicznych w pracy tych jednostek wytwórczych na gruncie aktualnych umów ubezpieczenia należy rozpatrywać pod kątem następujących zagadnień:

- 1) czy nie zachodzi w tym przypadku istotna zmiana prawdopodobieństwa powstania wypadku, o której mowa w art. 816 kodeksu cywilnego;
- 2) czy nowe metody nie mają charakteru prototypowego, eksperymentalnego, niepotwierzonego dotychczasową pracą w warunkach komercyjnych;
- 3) wpływu zmian na proces likwidacji szkody, która wystąpi już po oddaniu zmodernizowanej jednostki do eksploatacji.

Ad §1

Art. 816 kodeksu cywilnego dotyczy sytuacji, gdy w trakcie obowiązywania umowy ubezpieczenia ujawnia się nowa dla Ubezpieczyciela okoliczność, która w jego opinii powoduje istot-

ną zmianę prawdopodobieństwa wypadku, czyli większe ryzyko powstania szkody. Art. 816 k.c. stanowi:

W razie ujawnienia okoliczności, która pociąga za sobą istotną zmianę prawdopodobieństwa wypadku, każda ze stron może żądać odpowiedniej zmiany wysokości składki, poczynając od chwili, w której zaszła ta okoliczność, nie wcześniej jednak niż od początku bieżącego okresu ubezpieczenia. W razie zgłoszenia takiego żądania druga strona może w terminie 14 dni wypowiedzieć umowę ze skutkiem natychmiastowym. Przepisu tego nie stosuje się do ubezpieczeń na życie.

W artykule wskazano obszary brane pod uwagę przy ocenie ryzyka w sektorze elektroenergetycznym. W związku z powyższym analizowana zmiana w charakterystyce pracy jednostki wytwórczej może być zakwalifikowana przez ubezpieczyciela jako zmiana okoliczności zwiększająca prawdopodobieństwo powstania szkody (wypadku), ponieważ ewentualnie może ona wpłynąć na awaryjność urządzeń. W literaturze przywoływane jest orzeczenie z Sądu Apelacyjnego w Poznaniu z 1994 r., gdzie oddanie szybkiego, zachodniego pojazdu do prowadzenia osobie użytkującej na co dzień fiata 126p, zatem samochód o znacznie niższych parametrach technicznych, zwłaszcza w warunkach nocnych, przy gorszej widoczności i nieprzystosowaniu organizmu do jazdy nocnej, i to przy śliskiej, mokrej nawierzchni, zostało uznane za zwiększające ryzyko zaistnienia wypadku i tym samym uprawniało do obniżenia odszkodowania przez Ubezpieczyciela. Patrząc na sprawę z odpowiedniego dystansu i z przymrużeniem oka, przekładając niniejsze orzeczenie na analizowaną sytuację można stwierdzić, że kierowca pozostaje ten sam – kadra inżynierska danej elektrowni lub elektrociepłowni – zmienia się jednak sam samochód oraz sposób jego prowadzenia z długich, ciągłych podróży po autostradzie na wielokrotne korzystanie z pojazdu po zakorkowanych ulicach. Niewątpliwie łagodzący wpływ na ocenę zwiększonego prawdopodobieństwa powstania wypadku mogą mieć argumenty dotyczące zastosowania najnowocześniejszych narzędzi diagnostycznych, w tym o charakterze on-line, monitorujące w sposób ciągły pracę zmodernizowanej jednostki.

Ad §2

Zastosowane rozwiązania technologiczne należy rozpatrywać także w kontekście powszechnego wyłączenia z ochrony ubezpieczeniowej eksperymentalnych, prototypowych metod eksploatacji, niepotwierdzonych odpowiednim czasem doświadczeń. W praktyce ubezpieczeniowej okres ok. 8 tys. godzin pracy urządzenia w warunkach komercyjnych, bez istotnych zmian konstrukcyjnych oraz znaczących szkód przyjmowany jest jako sprawdzona technologia. Ocenia się, że w tym obszarze istotną będzie współpraca właściciela jednostki/ Ubezpieczonego z projektantem/producentem/wykonawcą zastosowanych rozwiązań, który wyraźnie wskaże, że nie mają one charakteru prototypowego, tak aby obraz ryzyka przekazany Ubezpieczycielowi nie wprowadzał wątpliwości w tym obszarze.

Ad §3

W przypadku, gdyby doszło do szkody po oddaniu zmodernizowanej jednostki do eksploatacji, Ubezpieczyciel w procesie likwidacji szkody mógłby powołać się na opinie swoich biegłych, zgodnie z którymi zmiany te przyczyniły się do powstania,

zwiększenia rozmiarów szkody (np. na skutek pracy w zmienionym środowisku mechanicznym, cieplnym, chemicznym). **Mogłoby to nawet doprowadzić do ograniczenia bądź odmowy wypłaty odszkodowania.** Zagrożenia takiego można uniknąć przekazując odpowiednio wcześniej informacje Ubezpieczycielowi o zmienionym profilu ryzyka.

Podsumowując niniejsze zagadnienie – niezwykle istotna dla zachowania ciągłości ochrony ubezpieczeniowej jest współpraca z Ubezpieczycielem w obszarze aktualizacji tzw.

deklaracji ryzyka. Informacje przekazywane zakładom ubezpieczeń zaangażowanym w ochronę procesu eksploatacyjnego w elektrowniach oraz elektrociepłowniach powinny być przekazane w odpowiedniej formie, bazujące na wiedzy, przeprowadzonych badaniach, wskazujące na zastosowane środki bezpieczeństwa i diagnostyki, ale jednocześnie unikające „pułapek”, które mogą negatywnie wpłynąć na pewność ochrony ubezpieczeniowej.



Rafał Szyja

Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” sp. z o.o.

Ocena degradacji własności materiałów rurociągów pracujących w warunkach pełzania na podstawie badań nieniszczących, niszczących oraz obliczeń

Assessment of degradation of the properties of pipelines' materials operated in creep conditions based on non-destructive tests, destructive tests and calculations

Ocena stanu technicznego instalacji rurociągowych każdorazowo wymaga wykonania zespołu działań, na które w głównej mierze składają się badania diagnostyczne wybranych elementów oraz obliczenia. Wydanie poprawnej opinii o możliwości bezpiecznej eksploatacji do kolejnej rewizji, w przypadku rurociągów, wymaga również spojrzenia na rurociąg jako całość, tj. na elementy od pierwszego do ostatniego punktu stałego, który dla bezpiecznej eksploatacji wymaga poprawnego funkcjonowania systemu zamocowań.

W przypadkach przedłużania czasu eksploatacji ponad trwałość projektową, wymienione czynności stanowią część właściwego procesu diagnostycznego. Opisana powyżej możliwość działania wynika z potencjalnego zapasu trwałości poszczególnych elementów, który powinien być określony na podstawie weryfikacji indywidualnych cech geometrycznych, własności materiałów i warunków pracy.

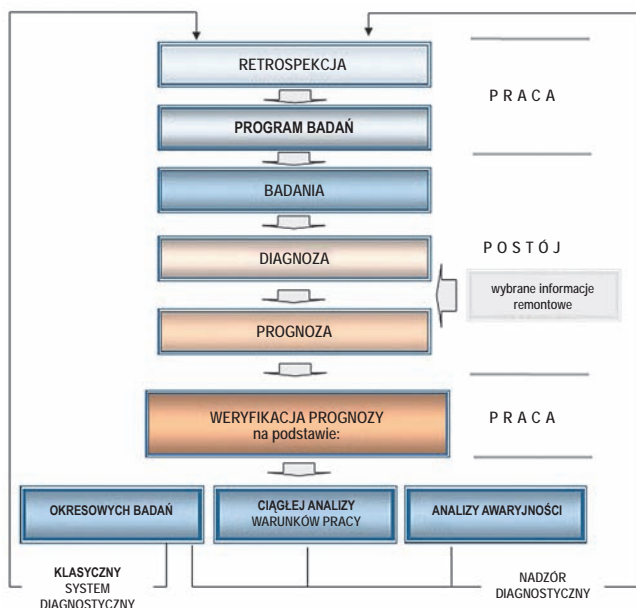
Praca rurociągów w warunkach pełzania wymaga szczególnego podejścia przede wszystkim do wytypowania Potencjalnych Stref Uszkodzeń (miejsz najbardziej wyęzonych) oraz interpretacji wyników badań metalograficznych i niszczących.

Zweryfikowana i prawidłowa metodologia postępowania wymaga:

- zaplanowania i wyboru miejsc oraz metod badań,
- wykonania badań zgodnie ze standardami,

- rozszerzenia zakresu badań w szczególnych przypadkach,
- wydania zaleceń remontowych na podstawie wyników badań z uwzględnieniem wyników obliczeń,
- opracowania oceny stanu technicznego i prognozy trwałości po wykonaniu badań i pomiarów oraz czynności remontowych z uwzględnieniem wyników obliczeń,
- nadzoru diagnostycznego wraz z archiwizacją wyników kolejnych badań i pomiarów, historii eksploatacji, analizą warunków pracy – diagnostyka zorganizowana w sposób systemowy – LM System PRO+®.

Metodologię diagnostyki, według *Pro Novum*, pozwalającej na racjonalną ocenę stanu technicznego (w tym oszacowanie stopnia degradacji materiału) i wydanie prognozy trwałości przedstawiono na rysunku 1. Podejście jw. rozwijane wspólnie UDT oraz Użytkownikami bloków 200 MW ze względu na liczne implementacje zostało wielokrotnie pozytywnie zweryfikowane, w konsekwencji znajdując swoją kontynuację w najnowszych „Wytocznych przedłużania czasu eksploatacji...”. Metodologię szczegółowo omawiano na licznych konferencjach oraz w publikacjach naukowych. Na potrzeby artykułu opisano szczególnie ważne fragmenty diagnostyki rurociągów, których wykonanie i właściwa interpretacja przyczynia się do bezpiecznej eksploatacji przedmiotowych urządzeń.



Rys. 1. Diagnostyka jako proces zintegrowany z eksploatacją urządzenia

Przegląd wiedzy, inwentaryzacja

Zaplanowanie i wybór miejsc do badań wymaga w pierwszej kolejności przeprowadzenia retrospekcji. Polega ona na sprawdzeniu dostępnych informacji o przedmiocie badań, tj. m.in. weryfikacji historii eksploatacji (czas pracy, warunki pracy, liczby uruchomień), analizy (statystyki) występowania uszkodzeń oraz ich przyczyn, przeglądu historii napraw, modernizacji, wyników wcześniejszych badań diagnostycznych oraz prognoz trwałości i zaleceń eksploatacyjnych.

Degradacja struktury i własności materiału rurociągu postępuje najszybciej w miejscach koncentracji naprężeń. Ogólnie za miejsca te należy przyjąć karby technologiczne i konstrukcyjne. Dla instalacji rurociągowych są to:

- kolana,
- kształtki,
- spoiny czołowe i kątowe przyległe do kształtek,
- otwory odpowietrzeń i odwodnień.

Potencjalne, uprzywilejowane miejsca występowania nasilonej degradacji własności oraz uszkodzeń to także miejsca naprężeń dodatkowych, wywołanych np. przez źle wyregulowane zamocowania, kolizję rurociągów z elementami konstrukcji kotła/maszynowni oraz nadmierne przeciwnospady.

Z przedstawionych powodów kluczowy, na tym etapie prac, jest wynik przeglądu zamocowań oraz trasy rurociągu. Braki w dokumentacji lub widoczne odstępstwa od projektu mogą wymagać konieczności przeprowadzenia pełnej inwentaryzacji trasy i poszczególnych elementów.

Prace te mogą wykazać:

- uszkodzenia zamocowań (drobne lub mogące istotnie wpływać na poziom naprężeń),
- wskazania reakcji sił na zamocowaniach odbiegające od wartości założonych w projekcie,
- inne typy zamocowań niż wskazane w dokumentacji,
- zablokowanie zamocowań,

- potencjalne możliwości kolizji rurociągu,
- nieprawidłowy dobór zamocowań i/lub trasy rurociągu.

Stwierdzenie problemów jak wyżej najczęściej świadczy o realnym spiętrzeniu naprężeń w węzłach o większej sztywności (kształtki, armatura, spoiny) i wymaga podjęcia działań polegających, w pierwszej kolejności, na rozszerzeniu zakresu badań diagnostycznych i analiz.

Programy komputerowe wykorzystywane do projektowania rurociągów z powodzeniem mogą wspomagać diagnostykę wskazując dodatkowe Potencjalne Strefy Uszkodzeń. Hipotetyczną sytuację implikującą konieczność zmiany/rozszerzenia programu badań na podstawie wykorzystania programu AutoPIPE® przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Wynik symulacji naprężeń (stosunek naprężeń obliczeniowych do dopuszczalnych). Przekroczenie poziomu naprężeń dopuszczalnych na odcinku prostym ze względu na uszkodzenie zamocowania i/lub kolizję (ograniczenie ruchu) – sytuacja hipotetyczna

Obliczenia

Do najczęściej wykonywanych, na potrzeby oceny stanu technicznego rurociągów, obliczeń zaliczamy:

- obliczenia minimalnej grubości ścianek,
- obliczenia stopnia wyczerpania trwałości,
- obliczenia owalizacji kolan,
- obliczenia wytrzymałościowe (symulacja naprężeń długotrwałych, sporadycznych, od rozszerzalności termicznej i w zakresie pełzania).

Do wymiany kwalifikują się elementy o grubościach ścianek poniżej minimalnych wymaganych grubości ścianki dla parametrów pracy i czasu 200 lub 250 tysięcy godzin w zależności od dostępnych danych wytrzymałości na pełzanie R_z . Wyniki obliczenia minimalnej grubości ścianek dla dłuższych czasów, wymagające ekstrapolacji wartości R_z , mogą być wykorzystane jako wstępne oszacowanie możliwości przedłużenia czasu eksploatacji rurociągów w dłuższej perspektywie.

Zwiększona owalizacja kolan wpływa na wzrost naprężeń obwodowych. Dla wartości powyżej 8% owalizacji naprężenia są istotnie większe niż dla kolan o prawidłowej geometrii. Z tego względu powinny one podlegać wymianie w pierwszej kolejności.

Obliczeniowy stopień wyczerpania trwałości, jak również wyniki komputerowej symulacji naprężeń należy traktować jako dane wspomagające diagnostykę. Uznanie wyników wtórnej analizy podatności (wg PN-EN 13480-3) wykonanej na modelu komputerowym długo eksploatowanego rurociągu za bezwzględne kryterium dopuszczenia instalacji do dalszej eksploatacji budzi kontrowersje. Bezskrytyczne podejmowanie decyzji o konieczności natychmiastowej wymiany/modernizacji elementów z teoretycznie przekroczonym stosunkiem naprężeń lub o obliczeniowo wyczerpanej trwałości (wg PN-EN 12952-4), bez weryfikacji badaniami, może prowadzić do ponoszenia przez Użytkownika nieuzasadnionych i tym samym niezaplanowanych kosztów.

Niepewności obliczeń związane są z (nie)dokładnością modelu komputerowego i mogą wynikać przykładowo z:

- różnic między przekazaną dokumentacją a stanem rzeczywistym (modernizacje, wymiany armatury, zmiany zamocowań itd.),
- wykonania modelu na podstawie dokumentacji bez przeprowadzenia przeglądu trasy i zamocowań,
- niewykrycia istotnych niezgodności (zablokowane zamocowania, ograniczenie ruchu rurociągu itp.).

Osoba wykonująca takie symulacje musi dążyć do wszelkich starań, aby jak najlepiej odwzorować stan rzeczywisty rurociągu. Sposobem na weryfikację jakości modelu, a zatem walidacji całej metody obliczeniowej, jest porównanie wyników symulowanych przemieszczeń cieplnych rurociągu z przemieszczeniami rzeczywistymi. Warunkiem jest montaż reperów i wykonanie geodezyjnych pomiarów położenia rurociągów. Mimo wszelkich starań zdarza się, że rozbieżność między symulowanymi a rzeczywistymi przemieszczeniami przekracza 10% i nie sposób zlokalizować na obiekcie źródła mogącego wpływać istotnie na zachowanie się rurociągu.

Głównym celem tych analiz (w dużej mierze rozpropagowanych przez *Pro Novum*) jest odnalezienie i sprawdzenie miejsc, które teoretycznie powinny charakteryzować się największym stopniem degradacji materiału. Zgodnie z metodyką *Pro Novum* sytuacja, gdy wyniki obliczeń jw. są negatywne dla danego obszaru rurociągu, każdorazowo wymaga się podjęcia następujących działań:

- wykonania badań NDT powierzchniowych (w tym badań metalograficznych) i objętościowych w miejscach teoretycznego spiętrzenia naprężeń,
- zmniejszenia poziomu naprężeń poprzez regulacje zamocowań,
- w zależności od wyników badań:
 - naprawy elementów,
 - wymiany elementów,
 - zaplanowania modernizacji w czasie kolejnego remontu (w przypadku, gdy nie stwierdza się w materiale negatywnych skutków teoretycznego spiętrzenia naprężeń).

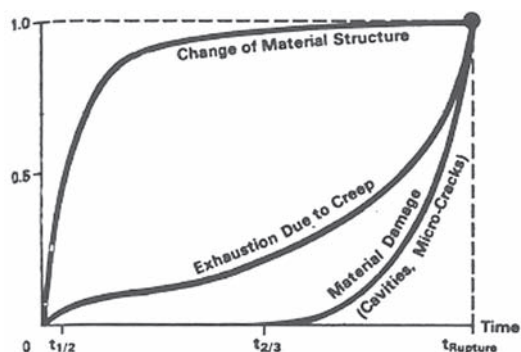
Zalecenie takiego podejścia wynika ze zrozumienia niepewności wyników wykonywanych obliczeń.

Badania metalograficzne i niszczące

Badania metalograficzne w diagnostyce rurociągów pracujących w temperaturach wyższych od temperatur granicznych są badaniami kluczowymi. Pozwalają one na zweryfikowanie wyników obliczeń oraz oszacowanie stopnia wyczerpania trwałości na podstawie rzeczywistego stanu struktury.

W wyniku działania wysokiej temperatury i stałego naprężenia przez „długi” czas (zależny od wartości naprężenia i temperatury) struktura materiału ulega zmianom. W pierwszej kolejności są to zmiany strukturalne polegające na rozpadzie składników fazowych, tj. perlitu/bainitu (dla stali niskostopowych Cr-Mo-V). W dalszym etapie procesu degradacji materiału przy dominującym udziale pełzania dochodzi do zmian fizycznych, tj. rzeczywistych zmian dekohezyjnych materiału, obserwowanych jako występowanie pustek pełzaniowych. Ich rozwój przez łączenie się i ukierunkowanie w konsekwencji prowadzi do powstania makronieciągłości i wyczerpania trwałości materiału.

Ocena stopnia zaawansowania zmian strukturalnych, polegająca na określeniu stopnia rozpadu faz, ilości i zmian poszczególnych węglików, ma znaczenie drugorzędne. Do wyczerpania struktury pod tym kątem może dojść w połowie rzeczywistego czasu trwałości materiału. Utrata trwałości materiału powodowana procesem pełzania zawsze jest poprzedzona pojawieniem się łatwych do identyfikacji zmian fizycznych mikrostruktury.



Rys. 3. Schematyczne przedstawienie zmian w mikrostrukturze stali niskostopowych pracujących w warunkach pełzania

Klasyfikacja Neubauera (TUV – lata 70.) opisująca stan materiału na podstawie uszkodzeń pełzaniowych została powszechnie przyjęta w wielu państwach i do dziś z drobnymi modyfikacjami jest podstawą wykonywania ocen stanu technicznego elementów pracujących w warunkach pełzania. Za sprawą firmy certyfikującej *Nordtest* w krajach skandynawskich stosowane są wytyczne, w których formalnie powiązано stopień zmian fizycznych z czasem, po którym należy wykonać ponowne badania. Rozpad obszarów perlit/bainit i zmiany węglikowe nie implikują konieczności ograniczenia czasu eksploatacji w czasie do kolejnej rewizji.

Kolejne prace naukowe, np. rekomendacje ECCC (The European Creep Collaborative Committee) z roku 2005, mówią o 50-60% wyczerpania trwałości materiału (14Mo-V-6-3) w momencie wykrycia pustek pełzaniowych podczas analizy na mikroskopie świetlnym.

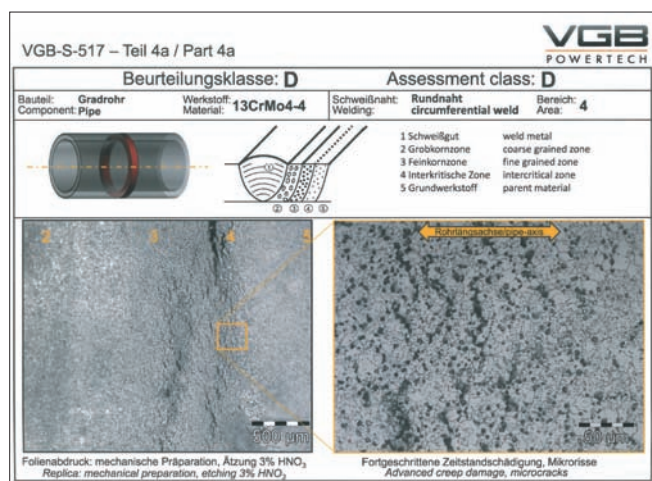
W rekomendacjach tych za bardzo dobry dokument uznano wytyczne VGB traktujące o sposobie wykonywania badań, analizie obrazu i opisu stanu mikrostruktury.

nordtest method

Creep cracks-cavities

CLASS	DAMAGE DEGREE. NATURE*	RECOMMENDATIONS. PRECAUTION.
1	No creep cavities	None
2	Single cavities	Re-examine after app. 20,000 hours of operation.
3	Coherent cavities	Re-examine after app. 15,000 hours of operation.
4	Creep cracks (micro)	Re-examine after app. 10,000 hours of operation.
5	Creep cracks (macro)	The plant is contacted immediately.

Rys. 4. Wytyczne wykonywania badań metalograficznych i ocen Nordtest



Rys. 5. Przykładowa analiza zmian struktury (VGB – 2014)

Organizacja VGB pod koniec 2014 roku wydała najnowsze wytyczne prowadzenia badań i ocen metalograficznych. Dokument jest rozsądną ewolucją dotychczasowego podejścia, tj.:

- rozszerzono atlas struktur o zmiany zachodzące w złączach spawanych,
- zwrócono uwagę na możliwość występowania pustek niezwiązanych z procesem pełzania (do 50 pustek/mm²),
- rozszerzono atlas o dodatkowe stale,
- podkreślono, że badania metalograficzne należy prowadzić na mikroskopie świetlnym, w przypadku wątpliwości ocena może wymagać zastosowania mikroskopu skaningowego.

Podstawowym narzędziem służącym do oceny stanu mikrostruktury był i jest mikroskop świetlny. Pozwala on na przeanalizowanie większej ilości próbek w sposób umożliwiający zidentyfikowanie kluczowych zmian/niezdgodności w mikrostrukturze. Zgodnie z zasadą „od ogółu do szczegółu” naturalnym uszczegółowieniem badania metalograficznego jest wykorzystanie mikroskopu skaningowego. Badania takie są wskazane w przypadku możliwości obserwacji zgładu lub zgodnie z powszechnie dostępnymi zaleceniami w przypadku wątpliwości osoby wykonującej ocenę na mikroskopie świetlnym. Jednocześnie wykonywanie obserwacji jedynie przy wykorzystaniu mikroskopu skaningowego zamiast świetlnego jest błędem w sztuce.

Warunki oraz długotrwały czas eksploatacji materiału przedmiotowych rurociągów (wykonanych z niskostopowych stali ferrytycznych) wpływają na zmianę przede wszystkim plastyczności materiału. W literaturze najszerzej udokumentowany jest spadek udarności stali ferrytycznych niskostopowych pracujących w warunkach pełzania. Badania własne przeprowadzone na licznych próbkach z elementów po długotrwałej eksploatacji wykazały, że własności R_e i R_m były zgodne z wymaganiami przedmiotowych norm (zbliżone do dolnej granicy), natomiast wartości wydłużenia A5 znacząco przekraczały wymagania normy. Szacowana na podstawie skróconych prób pełzania trwałość resztkowa wskazywała możliwość bezpiecznej eksploatacji materiałów do zakładanego czasu 300 000 godzin. Z możliwych do przeprowadzenia badań niszczących materiału, cenne informacje można uzyskać poprzez wykonywanie badań metalograficznych i weryfikację zmian w strukturze materiału na wskroś grubości ścianki bezpośrednio na zgładzie metalograficznym.

Podsumowanie

1. Diagnostyka rurociągów pracujących w warunkach pełzania wykonywana na potrzeby przedłużania czasu eksploatacji ponad czas projektowy wymaga wykonania szeregu działań przed postojem remontowym i przed właściwymi badaniami NDT/DT, mającymi na celu zaplanowanie odpowiedniego programu badań. Przeprowadzenie dokładnej retrospekcji i inwentaryzacji warunkuje uzyskanie wyników odzwierciedlających rzeczywisty stan techniczny badanej instalacji.
2. Przedstawiona geneza i rozwój wytycznych związanych z prowadzeniem badań metalograficznych i interpretacją wyników dla popularnych gatunków stali ferrytycznych (Cr-Mo-V) są zgodne z podejściem *Pro Novum*.
3. Wyniki obliczeń, tj. obliczeniowy stopień wyczerpania trwałości oraz wyniki symulacji poziomu naprężeń (w programach typu Cesar, Rhor, AutoPIPE), mają znaczenie pomocnicze. Wtórą komputerową analizę podatności należy traktować jako narzędzie diagnostyczne i wykorzystać do rozszerzenia zakresu badań, modernizacji trasy lub modernizacji/regulacji zamocowań. Decyzje o wymianie/modernizacji należy traktować indywidualnie z uwzględnieniem wyników badań podstawowych i specjalnych.
4. Badania niszczące są integralną częścią prawidłowego systemu diagnostycznego. Doświadczenia własne nie wskazują, aby zachodziła konieczność ich wykonywania każdorazowo w celach bieżącej kontroli stanu technicznego. Zaleca się jednak, w celach poszerzenia wiedzy, ich przeprowadzenie tam, gdzie z powodów remontowych i innych wykonanie badań nie prowadzi do uszkodzenia/celowego usunięcia elementu z eksploatacji.
5. **Instalacje rurociągowe podlegają tym samym procesom niszczenia, jednak w różnym stopniu. Indywidualna historia jest jedną z przyczyn indywidualnej trwałości oraz konieczności indywidualnego podejścia do diagnostyki. *Pro Novum*, dysponując często unikalnymi, bogatymi doświadczeniami diagnostycznymi poszczególnych instalacji w Polsce, z powodzeniem tworzy wspólnie z UDT dedykowane instrukcje przedłużania czasu eksploatacji instalacji rurociągowych ponad czas projektowy.**

- [1] PN/45.3360/2016/A (Wydanie II), *Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 100 MW - 360 MW*, Katowice, czerwiec 2016.
- [2] PN/20.2900/2013, *Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW. Część I. Założenia ogólne. Część II. Diagnostyka elementów krytycznych kotła oraz głównych rurociągów parowych i wodnych*, luty 2013.
- [3] I/PN/85.3400/2016, *Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 100 MW-360 MW. Instrukcja*. Katowice, lipiec 2016.
- [4] Trzecznyński J., *Diagnostyka 4.0 wspierająca przedłużanie eksploatacji bloków 100 MW -360 MW*. „Energetyka” 2016, Biuletyn Pro Novum, nr 2.
- [5] Trzecznyński J., Gawron P., Murzynowski W., *Wytyczne przedłużania eksploatacji zmodernizowanych bloków 100 MW - 360 MW*. „Energetyka” 2016, nr 12.
- [6] Trzecznyński J., Stanek R., Murzynowski W., *Doświadczenia i zamierzenia Pro Novum związane z przystosowaniem długo eksploatawanego majątku produkcyjnego elektrowni w Polsce do pracy w perspektywie do 2030 roku*. „Energetyka” 2015, nr 12.
- [7] Trzecznyński J., *Eksploatacja urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni po przekroczeniu trwałości projektowej – rekomendacje i doświadczenia Pro Novum*. „Nowa Energia” 2014, nr 1.
- [8] Brunné W., *Usuwanie źródeł spiętrzenia naprężeń w elementach krytycznych rurociągów poprzez zmiany konstrukcyjne*. „Energetyka” 2016, nr 6.
- [9] Szyja R., Borcz B., *Przedłużanie eksploatacji instalacji rurociągowych ponad czas obliczeniowy na podstawie wytycznych UDT oraz Pro Novum*. „Energetyka” 2016, nr 12.
- [10] Trzecznyński J., *Ocena stanu technicznego i prognozowanie trwałości elementów krytycznych urządzeń ciepłno-mechanicznych przewidzianych do eksploatacji powyżej 300 000 godzin*. „Energetyka” 2010, nr 12.
- [11] European Technology Development, *Power Plant Operation, Maintenance, Damage and Life Assessment*, Leatherhead 2014, materiały niepublikowane.
- [12] Brunné W., *Przydatność badań niszczących do prognozowania żywotności wysokoprężnych rurociągów parowych*, „Energetyka” 2006, nr 3.
- [13] Ewald J., Muhle E., Keinenburg K., *Remaining life evaluation*, Konferencja “Life Assessment and Extension”, Holandia 1988.
- [14] Rekomendacje ECCC, *Creep data validation and assessment procedures overview*, 2005.
- [15] VGB-S-517-00-2014-11-DE-EN, *Guidelines for rating the microstructural composition and creep rupture damage of creep-resistant steel for high pressure pipelines and boiler components and their weld connections*, 2014.
- [16] EPRI, *Fossil plant high-energy piping. Damage: theory and practice. Volume 1. Piping fundamentals*, 2007.
- [17] Nordtest method NT NDT 010, *High temperature components in power plants: remnant lifetime assessment, replica investigation*, 1991.
- [18] Brunné W., *Korzyści płynące z modernizacji rurociągów w celu wydłużenia czasu ich eksploatacji*, „Dozór Techniczny” 2010, nr 1-2.

Marcin Kijowski
ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.

Modernizacja zamocowań bloków 500 MW w ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.

Modernization of main steam pipelines fastenings of 500 MW power units in ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.

Systemy zamocowań rurociągów oraz ich trasy wpływają w największym stopniu na niezawodną pracę rurociągów oraz urządzeń energetycznych, które są nimi połączone. Optymalny dobór trasy rurociągu oraz dobór systemu zamocowań wyznaczony na etapie projektowania jest często zmieniany w momencie montażu rurociągu na obiekcie. Te zmiany rzadko przynoszą korzyści w postaci zmniejszenia naprężeń występujących w rurociągach podczas postoju i pracy.

Częstym problemem podczas eksploatacji – szczególnie bloków węglowych – mającym negatywny wpływ na pracę systemu zamocowań jest stosunkowo duże zapylenie w halach produkcyjnych spowodowane nieszczelnościami samych kotłów. Brak możliwości prostej konserwacji (często z prozaicznego powodu – braku dostępu) poszczególnych zamocowań może prowadzić do zmiany ich charakterystyki pracy, częściowego zaciepania się czy nawet całkowitej destrukcji. Problem ten nasila się,

gdy system zamocowań oparty jest na zamocowaniach stałosiłowych lub quasi-stałosiłowych, które muszą przenosić duże przemieszczenia. Zamocowania takie wymagają zwykle większej uwagi i kunsztu eksploatacyjnego niż najczęściej spotykane zamocowania sprężynowe.

Wielkość bloków 560 MW oraz wielkości przepływów czynnika decydują o konieczności zastosowania rurociągów o gabarytach (długość, średnica, grubość ścianki) znacznie przekraczających te stosowane w blokach 200 MW lub 360 MW. Udział zamocowań stałosiłowych w stosunku do klasycznych zamocowań sprężynowych w przypadku rurociągu pary świeżej bloku 560 MW w Kozienicach wynosi aż 84%.

Istotnym problemem eksploatacji niektórych rurociągów pary do wtórnego przegrzewu jest występowanie drgań podczas uruchamiania rurociągu i zmiany mocy bloku czy nawet normalnej pracy. Głównymi powodami drgań rurociągu podczas normalnej pracy jest nielaminarny przepływ czynnika wywołany nieoptymalną trasą rurociągu lub niejednorodnością czynnika. Podczas uruchamiania rurociągu najważniejszą rolę odgrywa dokładne jego odwodnienie i równomierne wygrzanie.

Geneza problemu i cel zadania

Na przełomie lat 2016 i 2017 powstała możliwość wykonania diagnostyki i przygotowania zakresu modernizacji i remontu zamocowań głównych rurociągów parowych łączących kocioł z turbiną na blokach 9 i 10 w *Elektrowni Kozienice*, będącej własnością *ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.*

Głównymi powodami, dla których będzie wykonywana modernizacja i remont systemu zamocowań są:

- wyniki wcześniejszych przeglądów stanów zamocowań, w których stwierdzono liczne nieprawidłowości, tj. usterki dużej liczby zamocowań, zamocowań pracujących poza zakresem pracy, blokady lub wyłączenia poszczególnych zamocowań;
- wyniki obliczeń konstrukcyjnych, których analiza pozwoliła stwierdzić, że na poszczególnych segmentach rurociągów występują zbyt wysokie naprężenia zredukowane;
- wyniki przeglądów trasy rurociągów, które wykonywała obsługa bloku,
- drgania podczas uruchamiania zaobserwowane na rurociągach pary do wtórnego przegrzewu (szczególnie dla bloku 9).

Etapy realizacji zadania

Z powodu bardzo krótkiego terminu realizacji pracy, z uwagi na krótki okres postoju bloków jak i na zbliżający się termin realizacji modernizacji, bardzo ważnym aspektem było przygotowanie się do zadania. Najważniejsze było stworzenie modeli obliczeniowych pozwalających na wyznaczenie naprężeń występujących w rurociągu oraz sił reakcji zamocowań. Modele obliczeniowe wykonywane były na podstawie dokumentacji dostarczonej przez Zamawiającego i zweryfikowane na podstawie obserwacji i pomiarów wykonanych na obiekcie.

Pierwszym właściwym etapem realizacji pracy było wykonanie prac obiektowych polegających na przeprowadzeniu oględzin i inwentaryzacji systemu zamocowań, podczas których:

- oceniano stan techniczny elementów konstrukcyjnych zamocowań, w tym wieszaków sprężynowych, zestawów sprężynowych cięgien i obejm zamocowań;
- wykonano pomiary położenia w stanie zimnym i gorącym;
- sprawdzano zgodność systemu zamocowań z dokumentacją techniczną;
- wykonano pomiary, na podstawie których dokonano obliczenia sił reakcji zamocowań na rurociągi;
- oceniono wizualnie stan izolacji rurociągów.

Prace obiektowe dla obu bloków prowadzono w stanach ustalonych zimnym i gorącym.

Drugim etapem realizacji pracy było wyznaczenie rzeczywistych sił reakcji zamocowań na rurociągu. Dla zamocowań stałosiłowych produkcji *CHEMARU* (wykonanych wg rysunków 569.330 oraz 569.457), na podstawie pomiarów geometrii długości ramion oraz wychylenia zamocowań – przeprowadzono obliczenia w celu wyznaczenia sił reakcji, jakie przenoszą poszczególne zamocowania stałosiłowe. Obliczenia wykonano na podstawie instrukcji stosowania i regulacji zespołów sprężynowych o stałej sile oddziaływania na rurociągu.

W trzecim etapie konieczne było wykonanie obliczeń konstrukcyjnych mających na celu wyznaczenie naprężeń zredukowanych. W pierwszej kolejności wyznaczono naprężenia na podstawie dokumentacji oraz przeglądu i pomiarów diagnostycznych. Wyniki naprężeń zredukowanych były niezadowalające, ponieważ stwierdzono przekroczenia lokalne na wszystkich przedmiotowych rurociągach. Kolejnym krokiem była optymalizacja doboru/ustawienia nastaw zamocowań w celu zmniejszenia naprężeń. Prowadzono kolejne symulacje na stworzonym modelu obliczeniowym. Po redukcji naprężeń do akceptowalnego poziomu podsumowano wyniki badań, pomiarów oraz obliczeń. Powstała I część opracowania, która oprócz wymienionej analizy przedstawiała zalecenia dotyczące remontu lub/i regulacji/modernizacji poszczególnych zamocowań.

Czwartym etapem było wykonanie szczegółowej dokumentacji technicznej oraz instrukcji przeprowadzenia modernizacji. Zawarto w niej instrukcję przeprowadzania poszczególnych czynności serwisowych oraz dokumentację złożeniową modernizowanych zamocowań.

Podczas realizacji wymienionych etapów pracy równocześnie prowadzono analizę przyczyn drgań rurociągu pary do wtórnego przegrzewu, co zaowocowało powstaniem ostatniej części sprawozdania, która zawierała zalecenia dotyczące zabudowy dodatkowych odwodnień oraz opis sposobów nagrzewania rurociągu przed rozruchem.

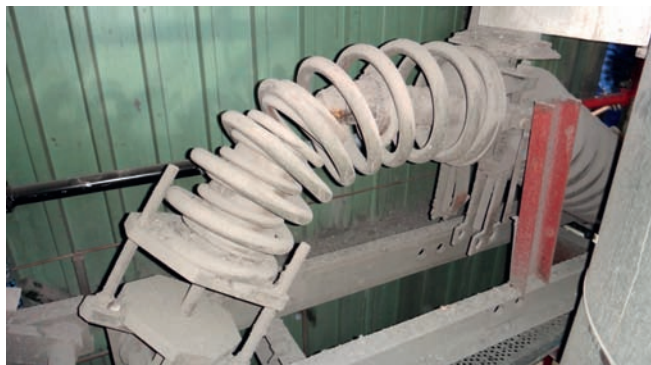
Prace obiektowe

W wyniku przeprowadzenia badań i pomiarów diagnostycznych stwierdzono szereg nieprawidłowości, spośród których główne dotyczyły:

- pracy poza zakresem przemieszczeń zamocowań;
- uszkodzeń mechanicznych, tj. wygięte trzpienie sprężyn, pęknięte sprężyny lub brak niektórych elementów konstrukcyjnych;
- przecięć/przechyleń zamocowań świadczących o ich nieprawidłowej pracy spowodowanej np. zatarciami, rozregulowaniem;
- odkształcenia obejm zamocowań.

Modernizacja systemu zamocowań dla bloku 10 przeprowadzana będzie w dwóch etapach.

Pierwszy z etapów będzie dotyczył rurociągów pary świeżej i wtórnej. Celem tego etapu jest obniżenie naprężeń rzeczywistych tak, aby ich stosunek z naprężeniami dopuszczalnymi wynosił poniżej jedności. W kolejnym etapie będą prowadzone prace mające na celu poprawę pracy systemu zamocowań oraz dalsze obniżenie naprężeń rzeczywistych.



Rys. 1. Zamocowanie 9.2S22 (blok 9) – złamany trzpień wewnętrzny



Rys. 2. Zamocowania 10.2G8 oraz 10.1G9 – pochylone belki nośne na skutek zatarcia trzpienia



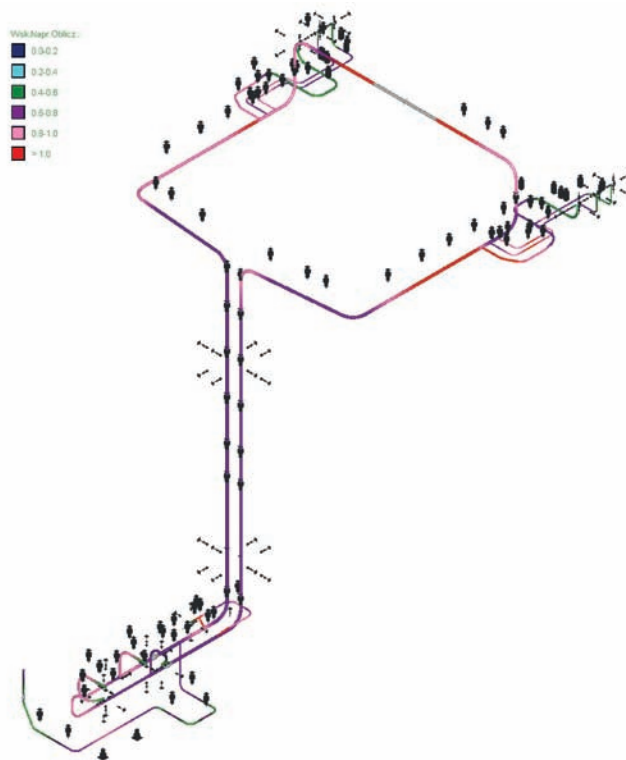
Rys. 3. Zamocowanie 10.2S63 – wyłączone na śrubie trzpienia wewnętrznego, silnie zanieczyszczone



Rys. 4. Obejma zamocowania 10.2S19 – odkształcone ramiona obejmy

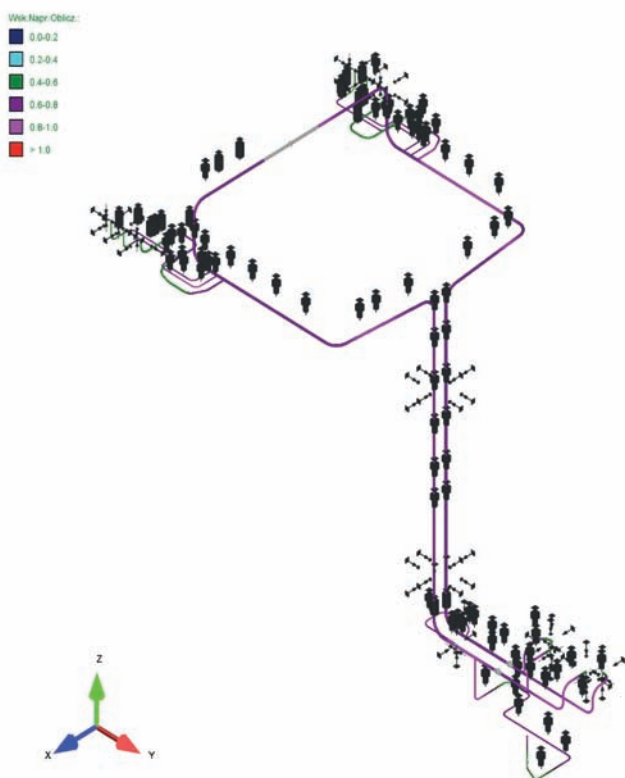
Obliczenia konstrukcyjne

Obliczenia konstrukcyjne pozwoliły na wyznaczenie rzeczywistego poziomu naprężeń w rurociągu przed modernizacją. Wykazały one lokalne przekroczenia naprężeń dopuszczalnych, które przedstawiono na rysunku 5. Ponadto porównano rzeczywiste przemieszczenia rurociągów ze stanu zimnego do gorącego z wynikami obliczeń. Rzeczywiste przemieszczenia rurociągu nie były zgodne z przemieszczeniami wyznaczonymi w modelu obliczeniowym.



Rys. 5. Model rurociągów pary świeżej przy systemie zamocowań sprzed modernizacji – rozkład naprężeń zredukowanych przy rzeczywistych przemieszczeniach cieplnych

Następnym krokiem była wieloetapowa symulacja, podczas której wykonano oprymalizację systemu zamocowań w celu zminimalizowania naprężeń. Kolejnym etapem symulacji była optymalizacja zakresu modernizacji uwzględniająca również czynnik ekonomiczny zadania – polegająca na zmniejszeniu liczby zamocowań do wymiany/przeregulowania do niezbędnego minimum – przy niezwiększaniu stosunku naprężeń rzeczywistych do naprężeń dopuszczalnych. Wyniki analizy przedstawiono na rysunku 6.



Rys. 6. Model rurociągów pary świeżej po wykonaniu zaleceń/zmian w systemie zamocowań – rozkład naprężeń zredukowanych przy rzeczywistych przemieszczeniach cieplnych

Analiza wyników przeglądu, inwentaryzacji oraz obliczeń

Bardzo duża liczba danych dotyczących wykonanego przeglądu systemu zamocowań oraz obliczeń przed opracowaniem dokumentacji technicznej wymagała wykonania podsumowania, którego efektem była pierwsza część opracowania.

W pierwszej części opracowania zawarto:

- wyniki badań i pomiarów diagnostycznych wraz z ich omówieniem,
- analizę naprężeń rurociągów,
- zalecenia dotyczące prac remontowych.

Dokumentacja techniczna

W części drugiej opracowania zawarto informacje dotyczące budowy zamocowań, instrukcję wykonywania czynności serwisowych, definicję terminów, zakres konserwacji oraz rysunki wykonawcze poszczególnych zamocowań. Na każdym z rysunków przedstawiono szczegółową informację o sposobie jego naprawy, modernizacji lub regulacji.

W części trzeciej zawarto informację o sposobie i miejscach montażu reperów do geodezyjnych pomiarów przemieszczeń, dzięki którym w przyszłości będzie możliwa weryfikacja poprawności działania systemu zamocowań oraz wyznaczenie spadków na poziomych odcinkach rurociągu.

Analiza przyczyn drgań rurociągu

Poprzez analizę dokumentacji rurociągów, analizę instrukcji eksploatacji turbiny oraz oględziny skutków drgań na rurociągach pary do wtórnego przegrzewu ustalono najbardziej prawdopodobne przyczyny drgań rurociągów, które występowały głównie w czasie rozruchów.

Ponieważ drgania nie towarzyszą wszystkim rozruchom można z dużym prawdopodobieństwem przyjąć, że głównym powodem drgań jest zbyt duża prędkość nagrzewania metalu i niedokładne odwodnienie. Zalecono więc:

- wykonanie szczegółowej instrukcji eksploatacji tej grupy rurociągów, ze szczególnym uwzględnieniem faz rozruchu z poszczególnych stanów cieplnych,
- zabudowę dodatkowych odwodnień wszystkich czterech nitek rurociągów
- rozbudowę systemu wstępnego nagrzewania rurociągów.

Podsumowanie

Projekty modernizacji systemu zamocowań dla bloków 9 i 10 w *Elektrowni Kozienice* są kompletnymi dokumentami zawierającymi wszystkie wytyczne umożliwiające osiągnięcie oczekiwanych przez Użytkownika celów. Wykonanie wszystkich zaleceń gwarantuje dalszą bezpieczną eksploatację rurociągów. Zrealizowane dotąd prace wymagają jeszcze pełnej diagnostyki elementów krytycznych rurociągów, którą planuje się wykonać podczas drugiego etapu prac.

Zakłada się, że przeprowadzone modernizacje przyniosą poprawę niezawodności bloków 9 i 10 stanowiących ważne miejsce w systemie energetycznym kraju.

Wykonanie kompletu badań, obliczeń oraz napraw i modernizacji rurociągów (wraz z zabudową układu reperów rurociągów) stwarza bardzo dobre warunki do wdrożenia bezobsługowej, zdalnej ich diagnostyki. Stworzy to możliwość wykonywania diagnostyki na wysokim poziomie jakości, przy racjonalnym ograniczeniu nakładów, także remontowych.

Diagnostyka turbin ciepłowniczych wspierająca przedłużanie ich eksploatacji powyżej 300 000 godzin

Diagnostics of heating turbines supporting their life extension over 300 000 hours

Diagnostyka turbin ciepłowniczych

Konstrukcja oraz warunki pracy turbin ciepłowniczych

Turbiny ciepłownicze występują w wielu różniących się pomiędzy sobą układach, wśród których możemy identyfikować:

- turbiny jedno- i dwu- lub trójwirińnikowe,
- turbiny bez wtórnego przegrzewu (np. TC25, TC30, 13UP55, 13UP65, 13UP110 i wiele innych),
- turbiny z wtórnym przegrzewem (np. 13UK125).

Niezależnie od różnic konstrukcyjnych, cecha, która łączy tę grupę turbin to ich przeznaczenie do produkcji ciepła systemowego oraz (jeśli turbozespół wyposażony jest w generator) do produkcji energii elektrycznej.

Uwzględniając obecne, a zwłaszcza przyszłe wymagania Operatora (rys. 1) w obszarze energetyki zawodowej turbiny ciepłownicze pracować mogą w stosunkowo „komfortowych warunkach”, a problemy związane z pracą regulacyjną, tj. obniżonym minimum technicznym, znacznie przyspieszonymi uruchomieniami i zdecydowanie większą niż dotąd liczbą uruchomień, praktycznie ich nie dotyczą.

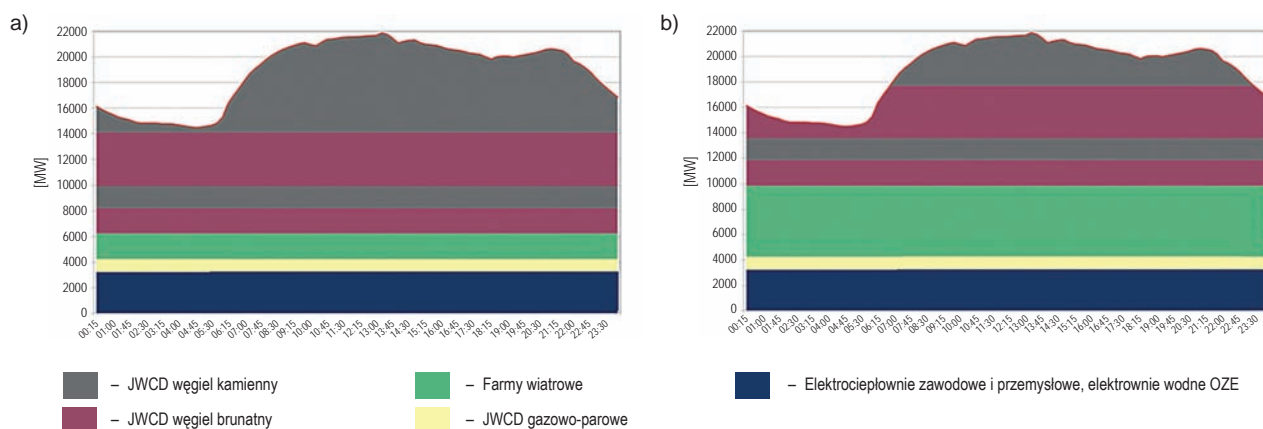
Badania diagnostyczne uwzględniające specyfikę turbin ciepłowniczych

Ze względu na:

- parametry pracy,
 - zastosowane do budowy elementów turbin materiały
- diagnostyka turbozespołów ciepłowniczych nie odbiega istotnie od diagnostyki turbin innego typu, np. eksploatowanych na blokach klasy 200 MW.

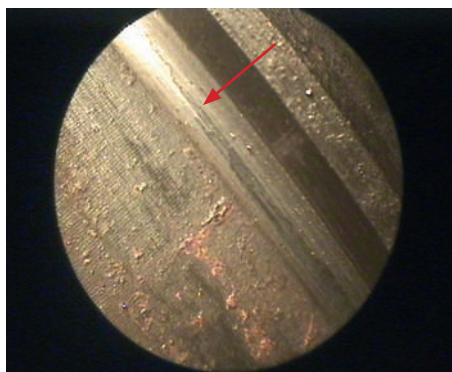
Jednak konstrukcja oraz parametry pracy sprawiają, że podczas badań diagnostycznych na turbinach ciepłowniczych należy zwrócić uwagę na:

- wręby łopatkowe stopni wirników pracujące w strefie Wilsona (rys. 2),
- wpusty tarcz nasadzanych wirników pracujące w strefie Wilsona (rys. 3),
- tarcze kierownicze oraz stopnie wirnika pracujące przed i za upustami (rys. 4 i 5),
- łopatki ostatnich stopni wirników pracujące w obszarze pracy wtrysku/schładzania (rys. 6).



Rys. 1. Strategie operatora KSE w zakresie zaspokajania chwilowych potrzeb na energię elektryczną: a) rok 2016, b) prognoza na rok 2020 (w okresach zwiększonej generacji energii przez farmy wiatrowe)

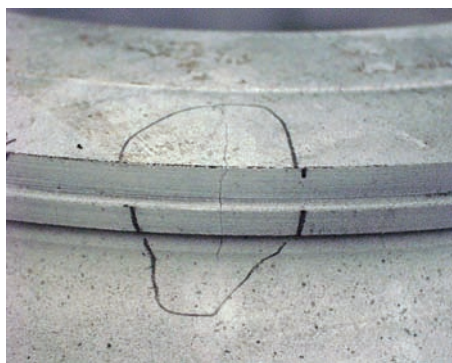
Źródło: PSE (opracowanie własne)



Rys. 2. Pęknięcia w narożu wrębu ujawnione metodą endoskopową



Rys. 3. Pęknięcie tarczy nasadzonej w rowku wpustowym



Rys. 4. Pęknięcie na piaście tarczy nasadzonej wirnika



Rys. 5. Pęknięcie w okolicy otworu ociążającego na stopniu wirnika



Rys. 6. Łopátka pęknięta przy stopce, kraweź wylotowa, pęknięcie termiczne

Metodyka dedykowana przedłużaniu eksploatacji turbiny ciepłowniczej o mocy 55 MW

Opracowana metodyka integruje w odpowiedni sposób koncepcję diagnostyki „lifetimowej” Grupy EdF Polska oraz „Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW (100-360 MW)”, opracowane przez Pro Novum wspólnie ze specjalistami elektrowni/użytkownikami tych bloków.

Podstawowe pojęcia

Elementy krytyczne to takie, których awaria może wywołać katastrofalne skutki oraz których wymiana/naprawa wiąże się z dużymi kosztami; w skrajnym przypadku może prowadzić do wyłączenia urządzenia z ruchu.

Pozostałe elementy zwykło się nazywać **elementami wpływającymi na niezawodność**, mogą one zmniejszać dyspozycyjność. Ich awarie prowadzą do strat produkcyjnych, nie stanowią jednak istotnego zagrożenia dla obsługi. Koszty naprawy są zwykle akceptowalne także dla długo eksploatowanych urządzeń.

Na podstawie licznych wyników badań oraz wieloletnich doświadczeń przyjęto, że elementy po przekroczeniu 200 000 godzin eksploatacji pracują w zakresie **trwałości indywidualnej**,

którą określa się z uwzględnieniem ich indywidualnych cech, takich jak:

- wymiary,
- własności materiałów,
- warunki pracy.

Zakres diagnostyki określa się **indywidualnie** na podstawie retrospekcji. Zakres naprawy, sposób wydłużenia żywotności (np. poprzez rewitalizację) określa się na podstawie wyników badań, oceny stanu technicznego przy oczekiwanych przez użytkownika horyzoncie i warunkach dalszej eksploatacji.

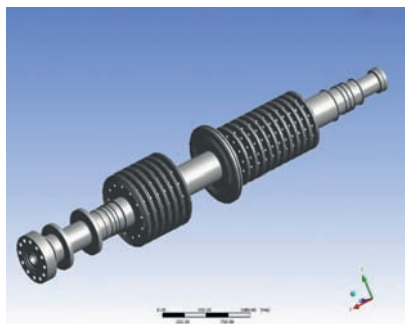
Do analizy żywotnościowej w obszarze turbiny stosuje się metodykę, która łączy:

- wyniki analizy stanu naprężenia wykonywaną metodą MES,
- obliczenia SWT, w których stosuje się podejście Palmgręna-Minera do sumowania uszkodzeń od pełzania i zmęczenia,
- wyniki badań NDT w miejscach maksymalnych koncentracji naprężeń określonych metodami MES,
- wyniki badań specjalnych (niszczące oraz strukturalne) w celu weryfikacji wartości SWT,
- wyniki badań na mikropórkach pobranych z wirników w odniesieniu do wyników kompleksowych badań wirników WP i SP wyłączonych z eksploatacji po przepracowaniu 250 000 godzin.

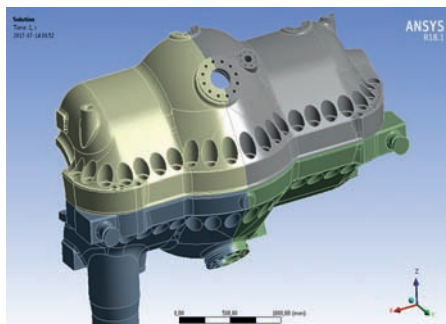
Analiza stanu naprężeń metodą MES

W ramach i na potrzeby „Programu przedłużenia żywotności powyżej 200 000 godzin pracy turbin 55 MW” w *Pro Novum* opracowano „Atlas naprężeń elementów turbin 55MW”. „Atlas” dotyczy elementów krytycznych i zawiera:

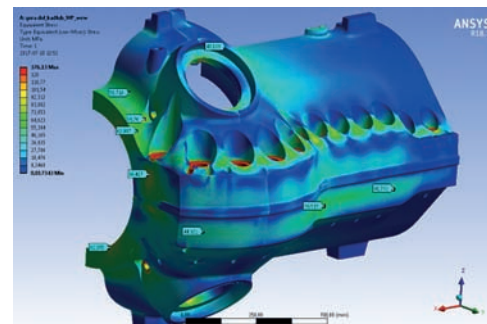
- modele geometryczne – przykłady pokazano na rysunkach 7 i 8,
- wyniki obliczeń naprężeń mechanicznych – przykłady pokazano na rysunkach 9 i 10,
- wyniki obliczeń naprężeń cieplnych dla uruchomień z trzech stanów cieplnych (zimny, ciepły i gorący) – przykład pokazano na rysunku 11.



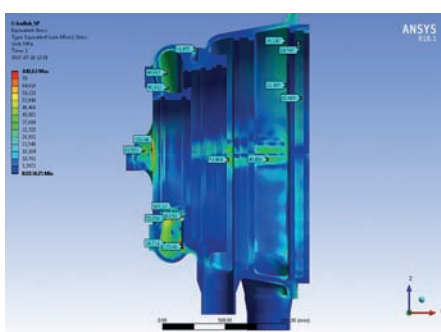
Rys. 7. Model geometryczny wirnika WP



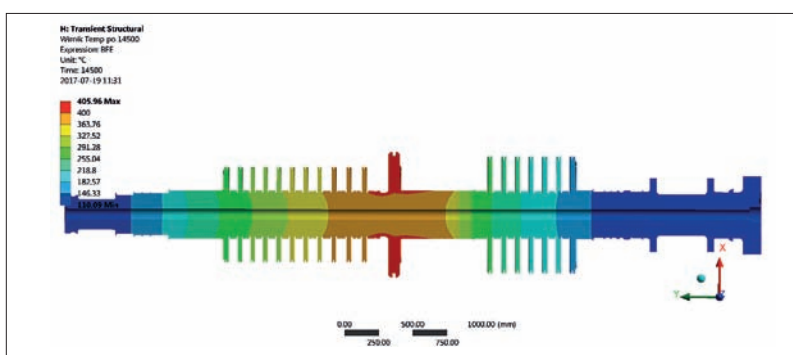
Rys. 8. Model geometryczny kadłuba WP



Rys. 9. Kadłub wewnętrzny WP – obliczenia naprężeń mechanicznych



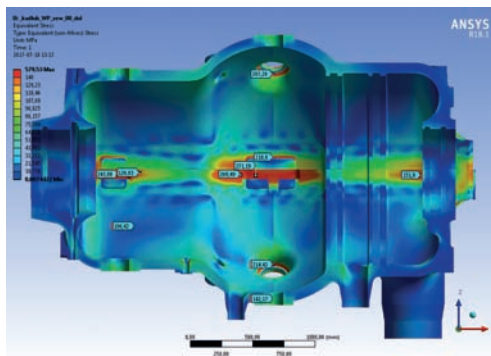
Rys. 10. Kadłub SP – obliczenia naprężeń mechanicznych



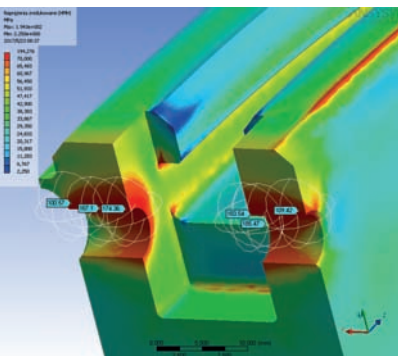
Rys. 11. Wirnik WP – obliczenia naprężeń cieplnych

Obliczenia MES wykonuje się, aby:

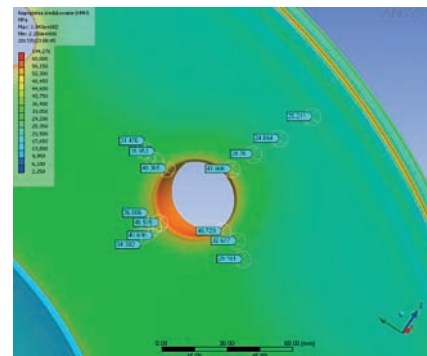
- wyznaczyć naprężenia w potencjalnych strefach uszkodzeń (PSU), czyli miejsca poddawane szczegółowym badaniom NDT oraz obliczeniom SWT – przykłady pokazano na rysunkach 12 i 13,
- zweryfikować poziom naprężeń po pobraniu wycinka do badań – przykłady pokazano na rysunkach 14 i 15,
- przeanalizować stan naprężeń po usunięciu pęknięcia (np. w otworze centralnym wirnika) – przykłady pokazano na rysunkach 16 i 17.



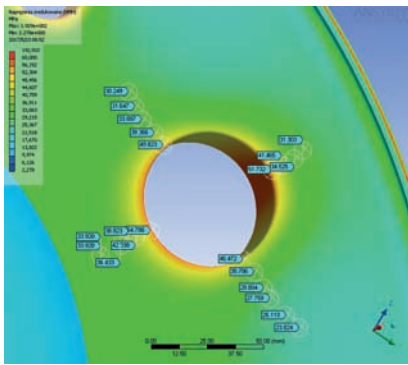
Rys. 12. Kadłub zewnętrzny WP – obliczenia naprężeń mechanicznych



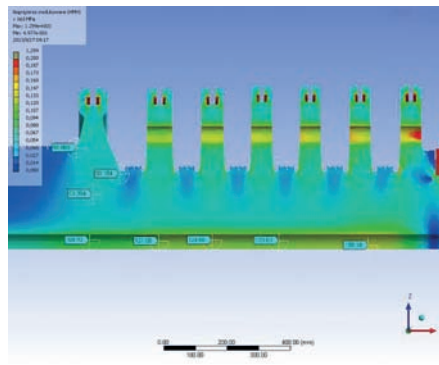
Rys. 13. Stopień regulacyjny WP – obliczenia naprężeń mechanicznych



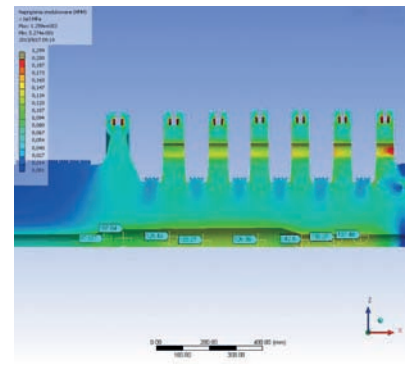
Rys. 14. Otwór odciążający $\varnothing 40$ mm (II stopień wirnika WP) – naprężenia zredukowane [MPa] przy 3000 obr./min



Rys. 15. Otwór odciążający \varnothing 60 mm (II stopień wirnika WP) – naprężenia zredukowane [MPa] przy 3000 obr./min



Rys. 16. Wirnik SP (otwór centralny z wymiarami nominalnymi) – naprężenia zredukowane [MPa] – 3000 obr./min



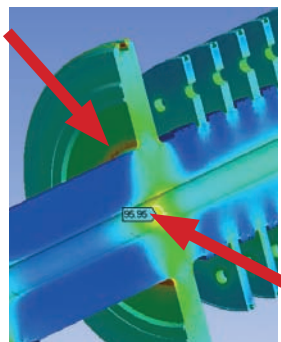
Rys. 17. Wirnik SP (otwór centralny po wykonaniu butli) – naprężenia zredukowane [MPa] – 3000 obr./min

Obliczenia SWT – podejście Palmgren-Minera do sumowania uszkodzeń od pęcznienia i zmęczenia

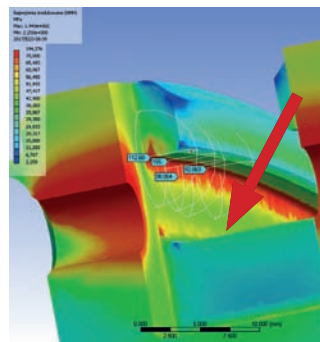
1. Obliczeniom SWT w podejścia Palmgren-Minera podlegają:
 - wały wirników WP i SP,
 - kadłub zewnętrzny WP
 - kadłuby wewnętrzne WP,
 - kadłub SP,
 - komory zaworowe WP i SP,
 - rurociągi przelotowe WP i SP.
2. Obliczenia wykonuje się dla PSU (miejsca te wyznacza się w obliczeniach MES).
3. W obliczeniach określa się wpływ pęcznienia SWT(P) oraz zmęczenia cieplno-mechanicznego SWT(Z) na ubytek trwałości elementu. Stopnie wyczerpania trwałości sumuje się liniowo w celu wyznaczenia sumarycznej wartości stopnia wyczerpania trwałości SWT(Σ).

Ostatecznym kryterium, dla podstawie którego dopuszcza się element do eksploatacji oraz określa jego teoretyczną trwałość, są wyniki badań. Przy prognozowaniu trwałości (horyzontu bezpiecznej eksploatacji) przyjmuje się, że:

• przy łącznej analizie pęcznienia i zmęczenia SWT(Σ) $\leq 0,7$	jeśli w miejscach, gdzie SWT osiągają wartości większe od 0,7 fizycznych uszkodzeń nie wykrywa się metodami badań standardowych lub/i specjalnych
• przy indywidualnej analizie pęcznienia lub zmęczenia SWT(P) lub SWT(Z) $\leq 0,5$	w miejscach, w których określono SWT nie wykrywa się fizycznych uszkodzeń metodami badań standardowych lub/i specjalnych



Rys. 18. Wirnik WP – obszary, w których wykonywane są obliczenia SWT na podstawie wyników obliczeń MES



Rys. 19. Wirnik WP – obszary, w których wykonywane są obliczenia SWT na podstawie wyników obliczeń MES

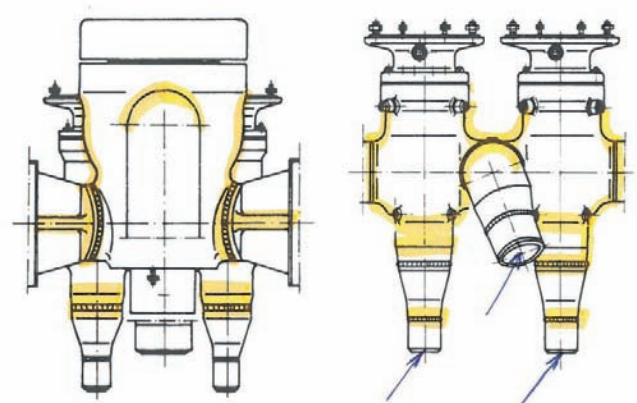
4. Stopień wyczerpania trwałości od zmęczenia SWT(Z) określa się dla wszystkich typów uruchomień, uwzględniając ich rodzaj i prędkość nagrzewania.
5. Stopień wyczerpania trwałości od pęcznienia SWT(P) określa się dla okresów stabilnej pracy turbiny. Jeśli **SNDT** (System Nadzoru Diagnostycznego Turbiny) na to pozwala, to w okresie stabilnej pracy turbiny analizowana jest rzeczywista temperatura metalu lub (wariant uproszczony) temperatura czynnika.

Podstawowe badania nieniszczące

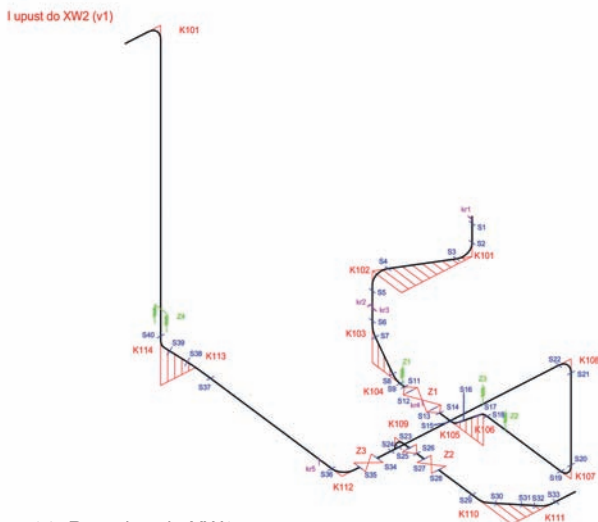
Zakres podstawowych badań diagnostycznych formułowany jest na podstawie retrospekcji opartej na:

- analizie historii eksploatacji,
- oczekiwaniach eksploatacyjnych.

Po wykonaniu wszystkich zaplanowanych badań opracowywana jest diagnoza – ocena stanu technicznego oraz zalecenia remontowe, tj. propozycje dalszego postępowania ze stwierdzonymi nieprawidłowościami.



Rys. 20. Komory zaworowe WP



Rys. 21. Rurociąg do XW2

Badania specjalne (niszczące oraz strukturalne)

W ramach badań specjalnych, weryfikujących wyniki obliczeń SWT, wykonywane są:

- badania metalograficzne metodą replik,
- badania niszczące umożliwiające określenie wybranych własności wytrzymałościowych.

Wycinki do specjalnych badań niszczących powinny spełniać następujące warunki:

- należy je pobierać z miejsc najbardziej wyczerpanych,
- ubytek materiału po wycinku nie powinien wymagać naprawy.

Jeśli ubytek materiału po wycinku wymaga naprawy, należy go pobrać tylko wówczas, gdy naprawa jest konieczna ze względu na stan techniczny elementu; na podstawie obliczeń konstrukcyjnych należy wykazać brak negatywnego wpływu ubytku na dalszą bezpieczną pracę elementu.



Rys. 22. Kadłub zewnętrzny WP



Rys. 23. Wycinki pobierane z elementów stalowych



Rys. 24. Wirnik WP

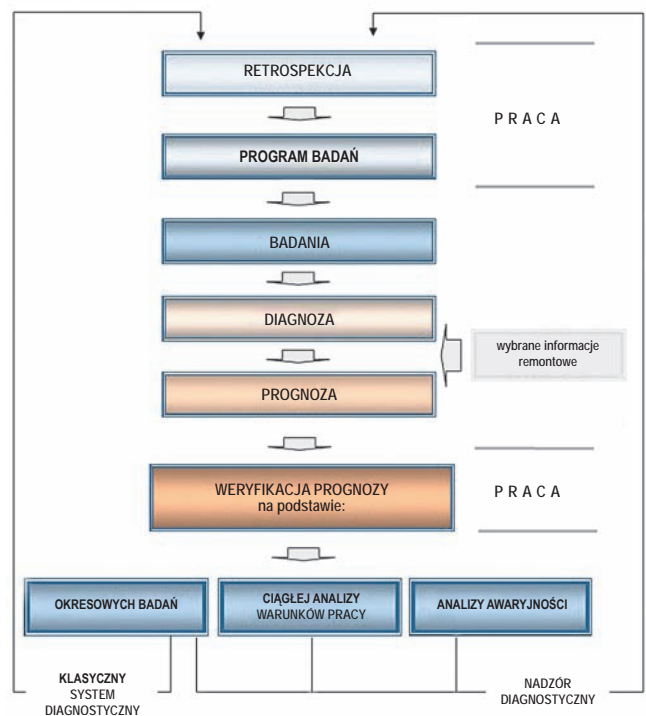


Rys. 25. Wycinek pobierany tarczy II stopnia

Prognoza trwałości

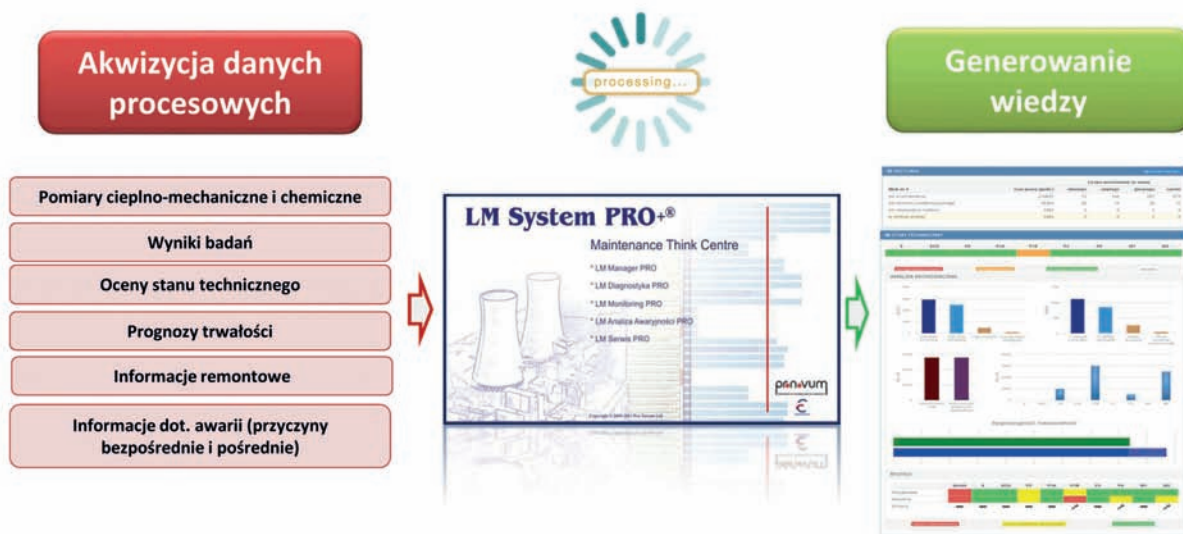
1. Prognozę trwałości określa się na podstawie:
 - statystyki uszkodzeń/analizy awaryjności,
 - stopnia degradacji mikrostruktury i własności materiału,
 - wyników obliczeń SWT.
2. Prognoza trwałości powinna zawierać:
 - pozostały, bezpieczny czas pracy elementu,
 - termin i zakres najbliższych badań weryfikujących prognozę,
 - warunki, których spełnienie jest nieodzowne dla obowiązywania prognozy.
3. Weryfikowanie prognozy trwałości należy weryfikować okresowo na podstawie:
 - badań w odpowiednim zakresie i przez zastosowanie odpowiednich metod,
 - bieżącej analizy warunków pracy oraz awaryjności.

W formie syntetycznej opisaną powyżej metodykę przedstawiono schematycznie na rysunku 26. Główną cechą kompleksowego systemu diagnostycznego *Pro Novum* [2, 9] jest jego integracja z warunkami eksploatacji urządzenia oraz monitorowanie stanu technicznego w trybie zdalnym (rys. 27) [10, 13].



Rys. 26. Diagnostyka jako proces zintegrowany z eksploatacją urządzenia

Opisaną powyżej metodykę nadzoru diagnostycznego zaimplementowano w postaci jednej z aplikacji platformy informacyjnej LM System PRO+® [7, 10]. Aplikacja ta wykorzystywana jest także w formie autonomicznie funkcjonującego programu LM Serwis PRO®.



Rys. 27. Konceptcja długoterminowego nadzoru diagnostycznego LTDS (Long Time Diagnostics Systems)

Wnioski

1. Zakres badań powinien być opracowany na podstawie retrospekcji oraz oczekiwań eksploatacyjnych Zamawiającego.
2. Zakres badań powinien dotyczyć wszystkich najważniejszych cech użytkowych elementów, określających ich trwałość indywidualną, możliwych do ustalenia za pomocą:
 - badań nieniszczących,
 - pomiarów geometrii,
 - badań niszczących.
3. Ostatecznym kryterium, na podstawie którego dopuszcza się element do eksploatacji oraz określa jego teoretyczną trwałość są wyniki badań, zwłaszcza badań niszczących.
4. Kompleksowo zrealizowany zakres pracy uzupełniony o informacje remontowe (sposób postępowania z ujawnionymi w trakcie badań diagnostycznych nieprawidłowościami, zastosowane technologie napraw itd.) powinien pozwolić na ocenę stanu technicznego elementów krytycznych oraz opracowanie długotrwałej prognozy (w perspektywie do 350 000 godzin) wraz z warunkami jej weryfikacji.
5. Weryfikację oceny stanu technicznego oraz prognozy trwałości należy wykonywać w trybie on-line w sposób zdalny. Zapewnia to racjonalną redukcję nakładów na utrzymanie stanu technicznego przy zapewnieniu bezpiecznej eksploatacji.

PIŚMIENNICTWO

- [1] *Sprawozdanie Pro Novum* nr 099.2223/2008. Katowice, sierpień 2008.
- [2] PN/45.3360/2016/A. Wydanie II. *Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 100 MW - 360 MW*. Katowice, czerwiec 2016.

- [3] *Sprawozdanie Pro Novum* nr 036.3495/2017. Katowice 2017.
- [4] PN-89/H-83157 – „Staliwo do pracy w podwyższonych temperaturach, Gatunki”.
- [5] PN-75/H-84024 – „Stal do pracy w podwyższonych temperaturach, Gatunki”.
- [6] *Sprawozdanie Pro Novum nr 041.2921/2013 Opracowanie wytycznych przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW. Część II. Wykonanie badań wirników WP i SP bloku 200 MW po długotrwałej eksploatacji*. Katowice 2013.
- [7] Trzeczcyński J., Murzynowski W., Białek S., *Monitorowanie stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków energetycznych przy wykorzystaniu platformy informatycznej LM System PRO+®*. „Dozór Techniczny” 2011, nr 5.
- [8] *Sprawozdanie Pro Novum* nr 069.3528/2017. Katowice, sierpień 2017.
- [9] Trzeczcyński J., *System diagnostyczny zapewniający bezpieczną pracę bloków 200 MW eksploatowanych po przekroczeniu 300 000 godzin*, „Dozór Techniczny” 2012, nr 2.
- [10] Murzynowski W., Trzeczcyński J., *Dotychczasowe doświadczenia związane z wykonywaniem zdalnej diagnostyki oraz kierunki rozwoju platformy informatycznej LM System PRO+®*. „Energetyka” 2017, nr 12.
- [11] Grzesiczek E., Rajca S., *Przykłady uszkodzeń tarcz wirnikowych wywołanych przez korozję naprężeniową*, „Energetyka” 2005, nr 12, Biuletyn *Pro Novum* 2/2005.
- [12] Rajca S., Pizon E., Brunné K., *Niektóre doświadczenia związane z badaniami stanu materiału w obszarze wrębów tarcz wirnikowych*, „Energetyka” 2006, nr 12, Biuletyn *Pro Novum* 3/2006.
- [13] Trzeczcyński J.: *Diagnostyka wspierająca elastyczną eksploatację bloków klasy 200 MW*, „Energetyka” 2017, nr 12, Biuletyn *Pro Novum* 2/2017.