

Biuletyn

nr 2/2015

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 0910082152



nr LB-003/09 nr LB-179/09

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

Szanowni Państwo

Zarządzanie majątkiem produkcyjnym, zwłaszcza elektrowni zawodowych, to obszar coraz szybciej narastających problemów. Jediną zauważalną „strategią” jest nieustanna redukcja nakładów na jego utrzymanie. W najgorszej sytuacji znajdują się długo eksploatowane bloki zmodernizowane. Stanowią zdecydowaną część potencjału JWCD, lepiej niż duże i bardzo duże nowe bloki nadają się do pracy regulacyjnej, co obecnie, a zwłaszcza w dającej się przewidzieć przyszłości, będzie najważniejszą cechą źródeł energii przyłączanych do KSE. Dwa lata temu wspólnie z wszystkimi użytkownikami bloków 200 MW opracowaliśmy „Wytyczne przedłużania eksploatacji...”. Podczas tegorocznego XVII Sympozjum przedstawiliśmy stan ich wdrożenia oraz poinformowaliśmy o rozpoczęciu prac nad nowelizacją tego dokumentu. Liczymy na to, że coraz większa część naszego środowiska, zarówno inżynierów jak i decydentów zrozumie, że pomiędzy wysoką dyspozycyjnością majątku produkcyjnego a bezpieczeństwem energetycznym KSE nie ma istotnej różnicy.

20 stopień zasilania w sierpniu br. wyraźnie to pokazał.

Jerzy Dobosiewicz & Jerzy Trzeszczyński

Jerzy Trzeszczyński

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

Zarządzanie majątkiem – zarządzanie bezpieczeństwem

Asset management – security management

Polityka energetyczna powinna być nastawiona na bezpieczeństwo, rozsądne koszty i być zgodną w pewnym stopniu z unijną polityką klimatyczną Thierry Doucerain – prezes EDF Polska

Jeszcze nasza energetyka nie zdążyła zaszkodzić klimatowi, a już klimat sprawił jej sporo problemów. Upalne lato, w niespodziewany dla większości sposób, wystawiło bezpieczeństwo naszego KSE na próbę, której nie sprostało. Konieczne stało się ograniczenie dostaw dla przemysłu oraz przywrócenie, prawie zapomnianych, stopni zasilania. Ze zdumieniem uświadomiono sobie, że przez dłuższy czas wiatr może nie wiać i deszcz nie padać. Nie pomogły nawet nowe bloki. Jak

zwykle zaistniała sytuację, w pierwszej kolejności, skomentowali „eksperti”, znani z wypowiedzi na każdy temat. Entuzjasci nowych inwestycji, od energetyki jądrowej począwszy, a na prosumentach skończywszy przedstawili, po raz kolejny, swoje indywidualne racje. Czy znajdzie się moderator merytorycznej dyskusji? Czy wyciągnięte zostaną realistyczne wnioski? Dotychczasowe doświadczenia z dyskusji nt. polityki energetycznej nie skłaniają do optymizmu.

Energetyka

Wytwarzanie jako źródło kosztów i problemów

Wytwarzanie w okresie transformacji sektora elektroenergetycznego dotknęła prawdziwa rewolucja.

W grupach energetycznych ma status segmentu, który mimo że w stosunkowo niewielkim stopniu wpływa na ceny rynkowe energii, koszty redukuje wyjątkowo intensywnie. Wpływa to nie tylko na zakresy i poziom techniczny remontów, ale także na redukcję zatrudnienia, w tym specjalistów o wysokich kwalifikacjach. Myśli się o tym, aby nie tylko wykonawstwo, ale także przygotowanie remontów wykonywać w outsourcingu. Możliwe, że specjaliści od modeli biznesowych testują model grupy energetycznej bez wytwarzania. Pozory sensu takiemu myśleniu nadają obecne relacje taryf za energię i cen paliwa oraz cen spotowych i w kontraktach terminowych – handlowanie energią może być aktualnie źródłem większych korzyści niż jej produkcja.

Stan techniczny majątku produkcyjnego a bezpieczeństwo energetyczne

Zarządzanie majątkiem produkcyjnym elektrowni przekłada się na bezpieczeństwo eksploatacji, efektywność produkcji i bezpieczeństwo KSE. Dyspozycyjność urządzeń na przestrzeni ostatnich lat pogarsza się. Znane komentarze wiążą to ze stanem technicznym „starych” bloków. To, co najmniej dyskusyjna teza. Dyspozycyjność i niezawodność to wskaźniki często mocno zdeformowane przez politykę ekonomiczną i wizerunkową elektrowni. Dotarcie do ich sensu technicznego wymaga odpowiednich kompetencji i doświadczenia. Wymaga to także odpowiedniego podejścia w skali KSE. Niestety problematyka techniczna majątku produkcyjnego nie ma odpowiedniego integratora. W tej roli nie mogą wystąpić dostawcy urządzeń. Długo eksploatowane urządzenia były wielokrotnie modernizowane. Część z dostawców, a nawet firm modernizujących, „nie przeżyła” urządzeń, które wyprodukowała lub zmodernizowała. Nowe bloki energetyczne wykonywane są w pojedynczych egzemplarzach. Know how jest wyjątkowo ostro reglamentowane.

Kompetencje techniczne ważnym elementem bezpieczeństwa

W transformacji krajowego sektora elektroenergetycznego problematyka techniczna nie miała i nadal nie ma odpowiedniej rangi. Działania organizacyjne wyprzedzają problematykę intelektualną, techniczną. Redukcja kosztów, w tym zatrudnienia, ma zdecydowany priorytet. Obrońców kompetencji technicznych jest niewiele i samych kompetencji technicznych także coraz mniej. W ciągu najbliższych paru lat zmiany pokoleniowe wyeliminują najbardziej technicznie doświadczoną część naszej kadry inżynierskiej. Tych, co potrafią naprawić i przedłużyć trwałość niewielkim kosztem zastąpią Ci, co będą identyfikować uszkodzenia i wymieniać elementy i/lub urządzenia. Dla dostawców urządzeń i serwisów fabrycznych nastaną lepsze czasy.

Bilansowanie mocy i stabilność systemu z punktu widzenia majątku produkcyjnego

Zbilansować potrzeby po stronie podaży można najłatwiej budując duże bloki węglowe, gazowe czy nuklearne oraz budując coraz więcej farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Im jednak więcej energii z OZE w systemie elektroenergetycznym, tym duże bloki są mniej przydatne. Praca regulacyjna to wielkie wyzwanie dla elektrowni konwencjonalnych. Dotyczy to ich konstrukcji, utrzymania oraz taryf za pracę regulacyjną (kompensujących szybsze wyczerpanie trwałości, niższą sprawność oraz możliwe niedotrzymanie limitów emisji).

Do problemów znanych od ponad 20-tu lat dołączają systematycznie liczne problemy nowe. Kolejne dyrektywy EU i zapowiedzi nowych dotyczące wszystkich dających się wymyślić zagadnień (limity emisji, limity sprawności itd.) plus ręczne sterowanie regułami ekonomicznymi, np. ceny uprawnień do emisji CO₂, stwarzają nie tylko trudne do zaakceptowania ryzyko inwestycyjne w nowe moce, ale także w rozsądną modernizację istniejącego majątku produkcyjnego.

„Flexibility” stało się najczęściej używanym pojęciem. Wszystko, co dotyczy produkcji, sprzedaży, ceny, kosztów, etc. powinno być „elastyczne”. Jak poradzić sobie w tych warunkach z bezpieczeństwem czy inwestowaniem? Kto będzie beneficjentem „elastycznej” energetyki, a kto będzie ponosił koszty?

Nie wszystko zależy od polityki klimatycznej UE

Zarządzanie majątkiem produkcyjnym elektrowni nie zależy bezpośrednio od polityki, prawa i „ekonomii” UE. Wiele opóźnień, a nawet zaniedbań ma charakter lokalny i organizacyjny. Niekiedy brakuje także kompetencji i wyobraźni.

Zarządzanie majątkiem w grupach energetycznych jest nadal nadmiernie spersonalizowane. Brakuje jednolitych standardów oceny stanu technicznego. Analiza, istotnych dla stanu technicznego, informacji procesowych, remontowych, diagnostycznych bardzo rzadko odbywa się w sposób systemowy. Rejestracji pentabajtów informacji nie towarzyszy kreowanie bieżącej wiedzy.

Koszty i jakość zarządzania majątkiem zależą ściśle od jakości zarządzania wiedzą o stanie technicznym urządzeń. Nadal wielu nie dostrzega, że głowa i szuflada przestały być jedynym i najlepszym miejscem dla baz informacji i wiedzy. Uświadczenie sobie tego nie wystarczy, trzeba to jeszcze zrealizować. W pewnych warunkach (nowy blok, modernizacja długo eksploatowanego, personel techniczny o wysokich kompetencjach) jest to łatwo wykonalne, niekiedy jest to jednak trudne, a nawet niewykonalne. Na nasze życzenie.

Pro Novum od 10-ciu lat udostępnia platformę informatyczną LM System PRO+® pozwalającą:

- tworzyć bazy danych procesowych, diagnostycznych, remontowych oraz produkcyjnych,
- generować automatycznie wiedzę o bieżącym stanie technicznym urządzeń oraz wskaźniki dotyczące awaryjności, niezawodności, dyspozycyjności i ryzyka uszkodzeń.

LM System PRO+® może być wykorzystywany w trybie SaaS (Software as a Service) oraz być odpowiednio integrowany z dowolnym programem ERP.

Bezpieczeństwo wymaga dobrze skalkulowanej rezerwy oraz dostosowania nakładów na jej utrzymanie. Nie da się tego zrobić tylko na podstawie doświadczenia, organizacja energetyki (scenarizowane zarządzanie majątkiem) oraz wymagania rynku (konkurencja i presja ekonomiczna) wymuszają dysponowanie wsparciem informatycznym z wykorzystaniem programów inżynierskich, uzupełniających wiedzę kreowaną przez programy ERP.

Zarządzanie majątkiem produkcyjnym wymaga kompetencji do jednoczesnego rozwiązywania wielu problemów. W ostatnich tygodniach doszły następne. Powinny stać się źródłem głębszych refleksji zarówno dla bezkrytycznych entuzjastów OZE, jak również dla tych, co na temat konwencjonalnej energetyki wszystko wiedzą najlepiej. Tegoroczne upalne lato jeszcze raz ujawniło starą, ciągle aktualną prawdę, że bezpieczeństwo jest najważniejsze, cena, a zwłaszcza „stopień czystości” energii, w momentach krytycznych dla systemu elektroenergetycznego, stają się drugorzędne. Kłopoty, a zwłaszcza straty, które ponieśliśmy tego lata powinniśmy wykorzystać jako impuls do racjonalnej analizy i mądrego działania. Alternatywą będzie zapewne... czekanie na kolejną taką „szansę”.

- [1] Trzszczyński J.: O poszukiwaniu optymalnego modelu zarządzania utrzymaniem stanu technicznego nowych i zmodernizowanych bloków energetycznych. Biuletyn *Pro Novum* Nr 2/2014. *Energetyka* 2014, nr 12.
- [2] Trzszczyński J.: Designed in China Assembled in Poland. *Przebieg Energetyczny* 2014, nr 1.
- [3] Trzszczyński J.: Eksploatacja urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni po przekroczeniu trwałości projektowej – Rekomendacje i doświadczenia *Pro Novum. Nowa Energia* 2014, nr 1. Biuletyn *Pro Novum* Nr 2/2014. *Energetyka* 2014, nr 12.
- [4] Trzszczyński J.: Przyszłość konwencjonalnej energetyki w Polsce. Jak współtowarzyszymy i wdramy strategię energetyczną Unii Europejskiej? *Energetyka* 2015, nr 6.

Jerzy Trzszczyński, Radosław Stanek, Wojciech Murzynowski
Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” sp. z o.o.

Doświadczenia i zamierzenia *Pro Novum* związane z przystosowaniem długo eksploatowanego majątku produkcyjnego elektrowni w Polsce do pracy w perspektywie do 2030 roku

Pro Novum experiences and intensions connected with adapting long time operated assets of national power system to work in a perspective up to year 2030

Przedłużenie czasu eksploatacji znacznej części bloków 200 MW i 360 MW w perspektywie do 2030 roku to jedyna, aktualnie realistyczna, strategia elektrowni (grup elektrowni) w Polsce, zmierzająca do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Obecnie to najtańsze źródła energii w Polsce, nadające się najlepiej do pracy regulacyjnej. Budowy nowych źródeł, które miałyby w przyszłości zastąpić bloki 200 MW i 360 MW, jeszcze nie rozpoczęto. Chyba nawet nie wiadomo, jakiego rodzaju miałyby być to źródła. Nie chodzi tylko o proste zbilansowanie potrzeb, większym problemem jest zapewnienie stabilności KSE przy rosnącej liczbie energii z OZE. Wybudowanie większej liczby dużych bloków węglowych, w krótkim czasie, wydaje się nieuzasadnionym optymizmem.

Przedłużanie czasu pracy, jak każde zadanie, można wykonać lepiej lub gorzej, a nawet źle. Jak powinno się postępować, aby to zadanie wykonać prawidłowo? Jakie trudności czy wręcz zagrożenia mogą towarzyszyć temu działaniu?

Trwałość indywidualna elementu szansą na przedłużenie jego eksploatacji

- Przyjęto, że **elementy krytyczne**, które eksploatowane są >200 000 godzin (lub których czas pracy osiągnie tę wartość podczas przedłużonej eksploatacji) przekroczyły/przekroczą

trwałość projektową i pracują (lub będą pracować) w zakresie trwałości indywidualnej. O rozporządzalnym zapasie trwałości indywidualnej elementu decydują:

- indywidualna geometria,
 - indywidualne własności materiałowe,
 - indywidualne warunki pracy.
- W części systemu diagnostycznego dotyczącego badań, ocen stanu technicznego i długoterminowych prognoz podstawę oceny stanu technicznego stanowią wyniki niżej wymienionych badań własności materiałowych:
 - defektoskopowych,
 - metalograficznych (NDT i DT),
 - własności mechanicznych (niszczące badania na próbkach wg Polskich Norm oraz mikropróbkach).
 - Badania struktury i własności materiału, w celu określenia długoterminowej prognozy, przeprowadza się na podstawie tzw. badań specjalnych z wykorzystaniem odpowiednio pobranych, możliwie małoinwazyjnych (wytrepanowanych) wycinków, z których wykonuje się standardowe próbki i mikropróbki do badań własności mechanicznych.
 - Wycofane z eksploatacji elementy krytyczne podlegają badaniom w odpowiednio zaplanowanym zakresie. Wyniki badań służą m.in. do weryfikacji ocen stanu technicznego i prognoz na podstawie badań nieniszczących oraz mikropróbek.

W okresie przedłużonej eksploatacji nad urządzeniem/elementem należy sprawować nadzór diagnostyczny, którego celem jest aktualizowanie diagnozy, weryfikowanie prognozy trwałości oraz formułowanie odpowiednich, adekwatnych do potrzeb, zaleceń profilaktycznych (diagnostycznych, remontowych, eksploatacyjnych).

Podczas kwalifikowania elementów części ciśnieniowych bloków 200 MW do dalszej eksploatacji, które przepracowały dotychczas ponad 200 000 godzin, należy zwrócić uwagę przede wszystkim na fakt, że będą pracowały w zakresie indywidualnej trwałości i w warunkach określonych na podstawie przepisów Urzędu Dozoru Technicznego [1]. Oznacza to, że dopuszczane będą do dalszej pracy na okres do kolejnej rewizji UDT, bez formalnego odnośnika do długoterminowej prognozy trwałości. Spełnia to, wydaje się, kryterium bezpieczeństwa urządzeń, nie zabezpiecza jednak w wystarczającym stopniu inwestora przed ryzykiem poniesienia w przyszłości kosztów, jakich wcześniej nie uwzględnił, np. na wymianę elementów/urządzeń, jakich nie zaplanował, a nawet na ryzyko wcześniejszego wycofania urządzenia z eksploatacji, jeśli czas pracy elementu nowego nie będzie uzasadniał ponoszenia kosztów jego wymiany.

W odniesieniu do przedłużania eksploatacji urządzeń/elementów podlegających Urzędowi Dozoru Technicznego szczególną uwagę należy zwrócić na wymienione poniżej uwarunkowania.

- Elementy pracujące w warunkach pełzania liczone były na 100 000 godzin. Na podstawie Instrukcji [2] przedłużano ich czas pracy do 200 000 godzin. Dotychczas nie uzgodniono, obowiązujących powszechnie w polskiej energetyce, standardów kwalifikowania elementów urządzeń energetycznych do pracy w dłuższej perspektywie, np. do 300 tys. godzin, chociaż były podejmowane takie wysiłki, np. przez Instytut Energetyki [3]. Propozycję ogólnych wytycznych kwalifikowania do pracy do 350 tys. godzin elementów bloków 200 MW (również turbin) opracowało także *Pro Novum* [4,5], jednak żadna z wymienionych propozycji nie przybrała formy przepisów państwowych.

- Walczaki nie były liczone na określoną trwałość. Prognozy trwałości tych elementów sporządza się na podstawie procedur i metodyk opracowanych przez poszczególne firmy. Taką metodykę posiada także *Pro Novum*.
- Prognozy trwałości pozostałych elementów pracujących poniżej temperatury granicznej sporządza się na podstawie indywidualnych procedur firm diagnostycznych. Podstawą metodyk powinny być statystyki uszkodzeń. Dane takie nie są jednak powszechnie publikowane, co oznacza, że jeśli ktoś krótko wykonuje diagnostykę i tylko u nielicznych klientów, to nie posiada wystarczającej wiedzy, aby takie prognozy opracowywać.

Istotnego znaczenia nabiera, przede wszystkim, logiczne i konsekwentne podejście do procesu diagnostycznego, poprzez:

- nadanie elementom bloku następujących statusów:
 - elementy niediagnozowane – badania wykonywane (lub nie) po ich awarii,
 - elementy badane w ściśle określonych przedziałach czasowych (*TBM – time base maintenance*) – np. rewizje stanu technicznego wykonywane wg przepisów UDT,
 - elementy badane wg kryterium stanu technicznego (*CBM – condition base maintenance*) – wszystkie elementy pracujące w zakresie trwałości indywidualnej (w warunkach nadzoru diagnostycznego),
 - elementy dopuszczone do pracy na podstawie oceny ryzyka (*RBM – risk base maintenance*);
- przyjęcie zasady, że jeśli nie można określić długotrwałej prognozy wg zasad jak wyżej, to dopuszcza się element do pracy do:
 - następnej rewizji UDT,
 - następnego remontu kapitalnego.

Z diagnostyki powinny wynikać zalecenia remontowe, w szczególności naprawy i regeneracje z zastosowaniem sprawdzonych, skutecznych technologii.

Geneza, cel i przedmiot „Wytycznych przedłużania eksploatacji...”

Czas pracy urządzeń energetycznych przedłuża się „od zawsze”. Specyficznych cech kolejnego przedłużania czasu pracy bloków energetycznych jest co najmniej kilka. Oto one:

- prognozowanie trwałości dotyczy ekstremalnie długiej perspektywy czasowej (15-20 lat, tj. ok. 150 000 godzin) – wcześniej [2] czas znacznie „młodszych” bloków przedłużano o ok. 100 tys. godzin,
- praca znacznej części elementów, w tym zwłaszcza krytycznych, odbywać się będzie po przekroczeniu trwałości projektowej, w zakresie tzw. trwałości indywidualnej,
- brak, ogólnie dostępnych, wyników systematycznie wykonywanych badań własności materiałów po długotrwałej eksploatacji,
- brak przepisów państwowych dotyczących badań, oceny stanu technicznego i prognozowania trwałości (żywności), których czas pracy może osiągnąć ok. 350 000 godzin,
- zmiany pokoleniowe – odchodzenie specjalistów o wieloletnim doświadczeniu i wiedzy w zakresie eksploatacji urządzeń,

- zmiany organizacyjne – zarządzanie utrzymaniem stanu technicznego z poziomu centrum zarządzania grupy energetycznej,
- ograniczona wymiana wiedzy i doświadczeń pomiędzy użytkownikami długo eksploatowanych urządzeń energetycznych,
- nieznane (jeszcze) stanowisko firm ubezpieczeniowych.

Wśród zauważalnych zagrożeń poprawnego wykonania zadania należy upatrywać powszechnie przyjęte priorytety. Ich lista przedstawia się następująco:

- rozwiązanie problemów prawnych, tj. dotrzymanie limitów NO_x (także pozostałych parametrów emisji) do wymagań dyrektyw Unii Europejskiej;
- poprawa efektywności produkcji;
- redukcja kosztów i problemów związanych z organizacją przetargów w sposób prowadzący do:
 - obniżenia kryteriów przetargów,
 - integrowania zakupu diagnostyki z remontem, co może oznaczać, że diagnostykę, wykonuje ...firma remontowa.

Bezpieczeństwo pracy jest na ogół mocno podkreślane, jeśli jednak nie wiąże się go z konkretnymi działaniami w obszarze diagnostyki, może być uznane za zabieg głównie retoryczny.

- Potrzeba opracowania „Wytycznych...” została sformułowana kilka lat temu w związku z planowaną modernizacją dziesięciu bloków 200 MW w Grupie Tauron. Następnie pomysł znalazł aprobatę wśród wszystkich grup energetycznych w Polsce. Od początku działania te wspierał Urząd Dozoru Technicznego.
- Celem „Wytycznych...” jest metodyka postępowania, która pozwala przygotować i przeprowadzić modernizację oraz zapewnić nadzór diagnostyczny w całym okresie przedłużonej eksploatacji.
- Przedmiotem „Wytycznych...” są **elementy krytyczne** urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW, które przepracowały ponad 200 tys. godz. i których czas eksploatacji planuje się na ok. 350 tys. godz.

Elementy krytyczne bloku energetycznego 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.

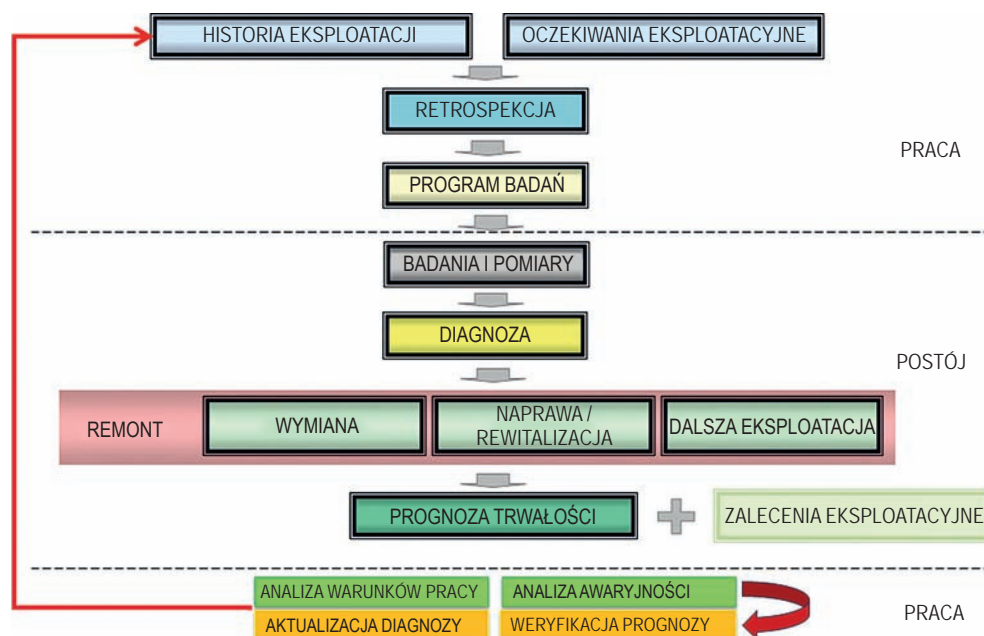
Najważniejsze założenia systemu diagnostycznego dla elementów pracujących w zakresie indywidualnej trwałości

Bezpieczeństwa nie zapewnią żadne, nawet najbardziej innowacyjne badania. Można go osiągnąć wdrażając system diagnostyczny, tj. zestaw procedur postępowania, które umożliwią, wg jednakowych (podobnych) standardów dla wszystkich użytkowników modernizowanych bloków, wykonywanie następujących, poniżej wymienionych czynności:

- retrospekcja – przegląd wiedzy o stanie technicznym elementów,
- planowanie badań,
- wybór metod badań,
- interpretacja wyników i ocen stanu technicznego,
- prognozowanie trwałości,
- nadzór diagnostyczny – na podstawie m.in. monitorowania rzeczywistych warunków pracy,
- dokumentowanie historii eksploatacji.

Jeśli potraktować diagnostykę jako proces, to dla elementów dopuszczonych do pracy w trybie nadzoru diagnostycznego powinna być ona zintegrowana z procesem eksploatacji i remontów w sposób przedstawiony na rysunku 1.

Takiemu procesowi można nadać formę informatyczną [6] znacznie redukującą pracochłonność, a nawet nadzorować go w zdalnym trybie. Wyniki badań i ocen stanu technicznego, dane procesowe (ciepłno-mechaniczne i chemiczne) oraz wybrane informacje remontowe mogą być integrowane automatycznie z bazą danych. Tylko informacje z postoju bloku, w tym



Rys. 1. Diagnostyka jako proces zsynchronizowany z pracą urządzenia

także związane z obsługą karty awaryjnej (w trybie wymaganym przez procedury usuwania awarii danej elektrowni), trzeba wprowadzić ręcznie, jednak korzystając z odpowiedniego interfejsu.

Okresowe raporty dotyczące aktualnego stanu technicznego mogą być generowane automatycznie oraz być uzupełniane o wnioski i zalecenia firm eksperckich i uwagi specjalistów zarządzania majątkiem (rys. 3). Takie systemy, na razie wdrożone w ograniczonym zakresie, już funkcjonują w warunkach przemysłowych.

Ogólny schemat kwalifikowania elementów do dalszej eksploatacji w zakresie ich indywidualnej trwałości przedstawiono na rysunku 2.

Inwentaryzacja oraz analiza konstrukcji

Nawet po długotrwałej eksploatacji spotyka się błędy wykonania i wady montażowe, które zawsze są **źródłem dodatkowych naprężeń**, a te z kolei najgroźniejszą przyczyną uszkodzeń. Wielkości naprężeń dodatkowych na ogół nie potrafimy policzyć. Możemy je jednak usunąć lub ograniczyć.

Program badań powinien, w pierwszej kolejności, uwzględnić zbadanie miejsc występowania dodatkowych naprężeń.

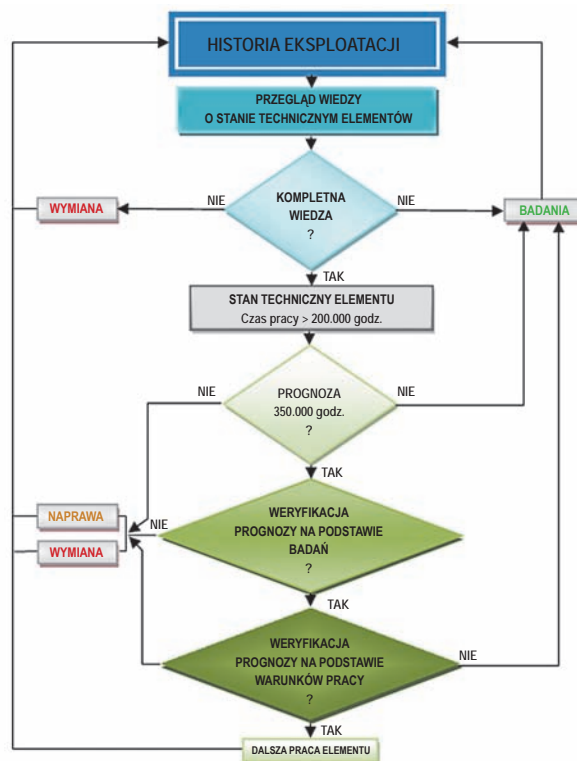
Retrospekcja

Retrospekcja, czyli przegląd wiedzy o stanie technicznym urządzenia, **powinna zawsze poprzedzać opracowanie programu badań** i obejmować:

- ewidencję czasu pracy i liczby uruchomień,
- statystykę i przyczyny stanów awaryjnych,
- wyniki ostatnich badań i ocen stanu technicznego,
- prognozy trwałości i zalecenia eksploatacyjne,
- naprawy, rewitalizacje oraz modernizacje.

Dokumentowanie historii eksploatacji

- Po wielokrotnych modernizacjach, których kontynuacji nie należy wykluczać, historia eksploatacji urządzeń jest w wielu przypadkach bardzo skomplikowana i w znacznym stopniu indywidualna. Bez jej szczegółowego dokumentowania bardzo łatwo o pomyłki o trudnych do wyobrażenia skutkach. Nie można sobie pozwolić na to, aby ważne, dla bezpieczeństwa urządzenia i jego dyspozycyjności, fakty były „zapisane” wyłącznie w głowach i biurkach specjalistów, spośród których najbardziej doświadczeni przestaną pracować w ciągu najbliższych 2-3 lat.
- Wykorzystywanie indywidualnego zapasu trwałości obliczane do tego, aby każdy element podlegający nadzorowi diagnostycznemu posiadał zapisaną historię eksploatacji w zakresie niezbędnym do diagnozowania zgodnie z opisanymi zasadami.
- Szczególną uwagę należy zwrócić na rejestrację informacji dotyczących rzeczywistych warunków eksploatacji, w tym zwłaszcza ewidencji postojów oraz stanów awaryjnych (rys. 3).



Rys. 2. Ogólny schemat kwalifikowania elementów do dalszej eksploatacji w zakresie ich indywidualnej trwałości

Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” Sp. z o.o. ul. Wróbbli 38, 40-534 Katowice www.pronovum.pl; e-mail: pronovum@pronovum.pl		RAPORT LM.2385.22/2015		pronovum RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES Centrum Badawczo - Rozwojowe					
1/4									
ZAMAWIAJĄCY:								
UŻYTKOWNIK:								
UMOWA:								
KARTA PRACY:	2385								
URZĄDZENIE:	Kocioł parowy OP-230	Turbina parowa 13P55	Kocioł parowy OP-430	Turbina parowa 13UC-108	Kocioł parowy OP-430	Turbina parowa 13UC-108			
NR STACYJNY:	Blok 1	Blok 2	Blok 3						
CEL PRACY:	Monitorowanie aktualnego stanu technicznego wybranych elementów urządzeń Bloków nr 1 + 3								
OKRES ANALIZY:	01.04.2015+ 30.06.2015								
HISTORIA									
OBIEKT	Czas pracy [h]				Liczba uruchomień				
	do rozpoczęcia serwisowania	od początku serwisowania	w bieżącym okresie serwisowym	całkowita	do rozpoczęcia serwisowania	w bieżącym okresie serwisowym			
Blok nr 1	169972	30840	1130	1069	132	2	1	2	5
Blok nr 2	143870	25539	526	890	85	0	0	0	0
Blok nr 3	133423	21337	1015	736	103	3	5	0	8
* - szczegółowe liczniki czasu pracy dostępne są w elektronicznej wersji raportu.									
DIAGNOZA / PROGNOZA / ZALECENIA									
Objekt	Urządzenie	Diagnoza					Prognoza	Zalecenia	
		Identyfikacja problemu	Skala wartości						
		B	K	KE	I	N	S	Tr	
Blok nr 1	Kocioł parowy OP-230	X				*			Utrzymywać poziom chemiczny czynnika obiegowego.
	Turbina parowa 13P55					*			Utrzymywać poziom chemiczny czynnika obiegowego.
	Układ przepływowy	X				*			Utrzymywać poziom chemiczny czynnika obiegowego. Przewerbić kontrolę zawartości miedzi w kondensacie i wodzie czyszącej.
	Podgrzewacze regeneracyjne	X	X			*			Badania metaloznawcze rurki z obszarów dołotu pary do wymienników. Przewerbić kontrolę zawartości miedzi w kondensacie i wodzie czyszącej.
	Wymienniki ciepłownicze	X	X			*			Badania metaloznawcze rurki z obszarów dołotu pary do wymienników. Przewerbić kontrolę zawartości miedzi w kondensacie i wodzie czyszącej.
Legenda: Diagnoza (identyfikacja problemu): B – nie zidentyfikowano problemów krytycznych, K – korozja, KE – korozja-erozja, I – inne Skala wartości: N – niska, S – średnia, Tr – wysoka Prognoza: * – prognoza podtrzymana, @ – zrewizuj prognozę									
<small>Analizowane przedmioty w niniejszym dokumencie podlegają ocenie zgodnie z postanowieniami zawartej Umowy oraz przepisami Europejskiej Dyrektywy 90/269, przepisami materialnymi i przepisami podzakresowymi (Dz. Urz. z 2006r. Nr 90 poz. 631 z późn. zm.). Kierownictwo i jego działania w sprawie nadzoru nad bezpieczeństwem w eksploatacji tego parownika w całości lub w części do celów technicznych w Urzędzie, wymaga sprawozdania powołanej Stacji Przekładnicowej Energetyki Niewielkiej Technicznej „Pro Novum” sp. z o.o. Niniejsze dokumentacja została sporządzona dla elementu (urządzenia) umieszczonego w jego składzie. Wykorzystanie dokumentacji w całości lub w części dla innych elementów (urządzeń) stanowi naruszenie zasad bezpieczeństwa i Przekładnicowej Energetyki Niewielkiej Technicznej „Pro Novum” sp. z o.o. nie będzie ponosił odpowiedzialności za skutki takich działań.</small>									
PPN-7.10-01		02/2013							

Rys. 3. Przykład automatycznie generowanego, okresowego raportu zapisującego m.in. historię eksploatacji oraz rzeczywiste warunki pracy

Prognoza trwałości i jej okresowa weryfikacja

Ocenę stanu technicznego elementu powinna uzupełniać prognoza trwałości, którą należy określać na podstawie:

- statystyki uszkodzeń/analizy awaryjności – zwłaszcza dla elementów pracujących poniżej temperatury granicznej;
- stopnia degradacji mikrostruktury – zwłaszcza dla elementów pracujących w warunkach pełzania;
- obliczeń stopnia wyczerpania trwałości SWT – dla elementów pracujących jednocześnie w warunkach pełzania i zmęczenia cieplnego; sumowanie uszkodzeń można wykonywać w dowolny sposób; SWT dla pojedynczych procesów (Z) lub (P) nie przekracza 0,5 oraz 0,7 dla (Z)+(P), jeśli brak fizycznych uszkodzeń; wyniki obliczeń SWT należy konfrontować z wynikami badań – zwłaszcza specjalnych;
- wyznaczania naprężenia w potencjalnych strefach uszkodzeń oraz w różnych warunkach pracy; należy je wyznaczać metodą MES lub analitycznie.

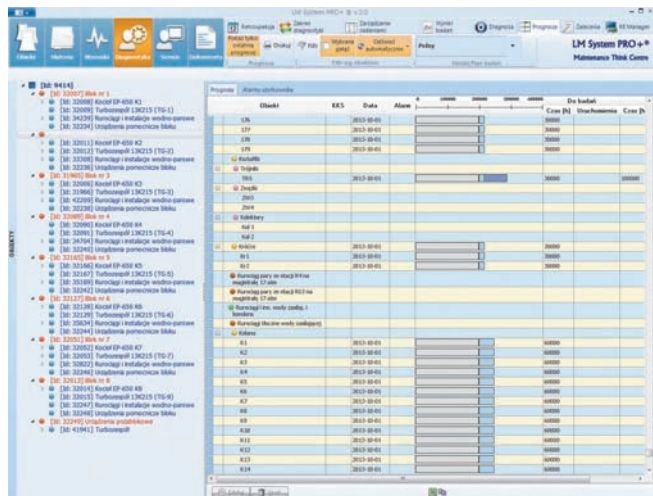
Prognoza trwałości powinna zawierać:

- pozostały, bezpieczny czas pracy elementu,
- termin i zakres najbliższych badań weryfikujących prognozę,
- warunki, których spełnienie jest nieodzowne dla obowiązywania prognozy.

Prognozę trwałości należy weryfikować okresowo (rys. 4) na podstawie:

- badań w odpowiednim zakresie i przez zastosowanie odpowiednich metod,
- bieżącej analizy warunków pracy oraz awaryjności.

Prowadzona w odpowiedni sposób analiza awaryjności oraz warunków pracy może zastępować badania diagnostyczne lub ograniczać ich zakres.



Rys. 4. Przykład raportu generowanego w trybie automatycznym, prezentującego aktualną prognozę trwałości elementów eksploatowanych w zakresie trwałości indywidualnej

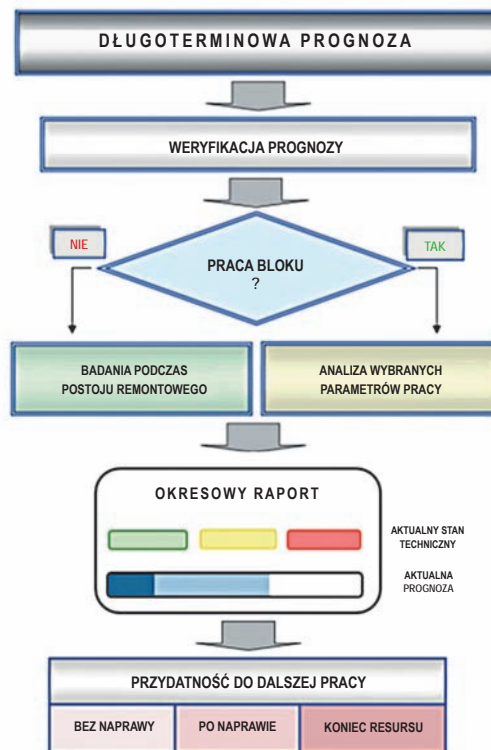
Weryfikowanie prognozy z uwzględnieniem warunków pracy urządzeń/elementów oraz bardzo długa perspektywa jego dalszej eksploatacji stwarza potrzebę odpowiedniego dokumentowania:

- bieżącego stanu technicznego,
- historii pracy.

Specjalnego znaczenia nabiera potrzeba analizy:

- awarii,
- interpretacji uszkodzeń,
- stanu materiału elementów wycofanych z eksploatacji.

Tylko ujednoczenie systemu badań, analizy awarii (przyczyna pierwotna, wtórna) oraz wymiany informacji, wiedzy i doświadczeń może zapewnić odpowiednie w tym zakresie standardy.



Rys. 5. Weryfikację długoterminowej prognozy na podstawie badań i analizy warunków pracy oraz dokumentowanie aktualnego stanu technicznego urządzenia

Obliczenia wytrzymałościowe

Diagnostyce oceniającej stan techniczny długo eksploatowanych urządzeń powinny towarzyszyć obliczenia wytrzymałościowe oraz stopnia wyczerpania trwałości. W wielu przypadkach rozstrzygają one o dopuszczeniu elementu do dalszej eksploatacji, spełniają jednak także dodatkową, pomocniczą funkcję przy:

- a) interpretacji wyników badań,
- b) formułowaniu warunków naprawy,
- c) prognozowaniu trwałości (żywotności).

Nie wydaje się, aby wydłużanie czasu pracy urządzeń energetycznych pociągało za sobą potrzebę rewizji dotychczas znanych, opisanych i wymaganych przez odpowiednie przepisy [1] metod obliczeniowych. Problem stanowi znajomość własności materiałów po długotrwałym oddziaływaniu temperatur oraz naprężeń stacjonarnych i zmiennych, które mogą wywoływać:

- degradację struktury i utratę własności, w tym zwłaszcza przejście w stan kruchy,
- uszkodzenia pełzaniowe.

Dla materiałów pracujących przy temperaturach niższych od granicznych także nie można wykluczyć zmian własności

w długim okresie, przede wszystkim polegających na możliwości przejścia w stan kruchy.

Ograniczenia jw. pokonywane są w różny sposób. Np. te zilustrowane w tabeli 1 (za normą PN-EN-10216-2 i OCT 108.031.08-85) – poprzez aproksymację do warunków (czasów), które są przedmiotem analizy oraz przyjęcie odpowiednich współczynników bezpieczeństwa. Należy mieć jednak na uwadze, że konserwatywnie wykonane obliczenia z jednej strony zabezpieczają przed awarią, z drugiej jednak mogą ograniczać przydatność elementu znacznie poniżej jego rzeczywistej trwałości.

Brak systematycznie wykonywanych badań elementów wycofanych z eksploatacji utrudnia (często nawet uniemożliwia) konfrontację teoretycznych założeń z rzeczywistą wytrzymałością.

Tabela 1

Materiał	Wytrzymałość na pękanie, MPa					
	10 000 h	100 000 h	200 000 h	250 000 h	300 000 h	350 000 h
15HM						
10H2M						
12H1MF						
13HMF						
15H1MF						

Prognozowanie trwałości utrudnia zarówno brak danych materiałowych dla czasów powyżej 300 000 godzin, niekiedy powyżej 250 000 godzin, a także brak dokładnej historii pracy. Oznacza to, że długoterminowe prognozy muszą być okresowo weryfikowane, a historia eksploatacji, w końcowym resursie pracy elementów, odpowiednio dokładnie rejestrowana.

Badania specjalne

Rzeczywisty stan metalu (własności, stan struktury) posiada decydujące znaczenie, w wielu przypadkach nadrzędne, w stosunku do wyników obliczeń.

Zalecane metody badań specjalnych można podzielić na 3 rodzaje:

- **specjalne badania nieniszczące**, m.in. zaawansowane badania ultradźwiękowe,
- **specjalne badania metalograficzne** metodą replik – specjalna preparatyka przy dużych powiększeniach obrazu mikrostruktury, umożliwiającą identyfikację zmian mikrostruktury,
- **specjalne badania niszczące**, których celem jest określenie typowych wskaźników wytrzymałościowych (R_e , R_m , R_z , A_5 , Z , KCV), temperatury przejścia w stan kruchy oraz wykonanie przyspieszonej próby pękania.

Stan metalu (własności wytrzymałościowe, plastyczne i pękania, obraz mikrostruktury) stanowi najważniejsze kryterium dopuszczania do dalszej pracy, jeśli wyniki badań i obliczeń prowadzą do rozbieżnych wniosków.

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,
- wycinki z elementów urządzeń podlegających UDT należy pobierać wyłącznie po uzgodnieniu tej czynności z inspektorem Urzędu Dozoru Technicznego.



Rys. 6. Wycinki materiału do badań specjalnych z tarczy wirnikowej stopnia regulacyjnego wirnika WP



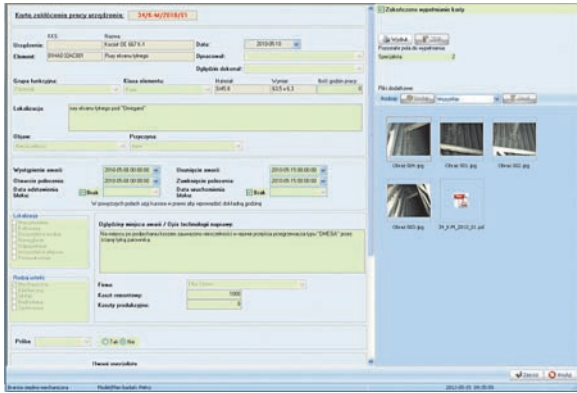
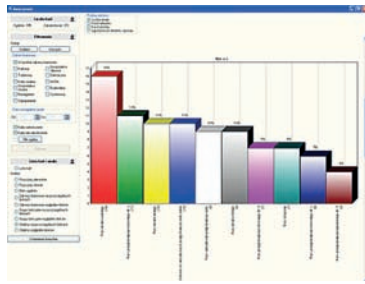
Rys. 7. Wycinki materiału do badań specjalnych wytrepanowane z kadłuba turbiny

Dla pozostałych elementów, wpływających przede wszystkim na dyspozycyjność wystarczy wykonywać standardowe badania, zgodnie z przepisami Urzędu Dozoru Technicznego i szczegółowymi zaleceniami inspektora UDT. Dla rur powierzchni ogrzewalnych kotła (parownik, przegrzewacze pary, podgrzewacz wody) zakres badań powinien uwzględniać indywidualne warunki pracy kotła, wynikające ze współspalania biomasy oraz konstrukcji i warunków pracy niskoemisyjnych palników. Miejsca po wycinkach do badań z reguły wymagają naprawy, która powinna być uzgodniona z Urzędem Dozoru Technicznego.

Analiza awaryjności i analiza ryzyka

Awaria to sytuacja, gdy ze względu na uszkodzenie elementu (elementów) produkcja energii elektrycznej lub ciepłej nie jest możliwa albo gdy trzeba ją ograniczyć. Awaria to także sytuacja, gdy uszkodzenie wykryte podczas remontu wymaga niezaplanowanej wcześniej naprawy wpływającej na wydłużenie remontu (strat produkcyjnych).

Dla każdej awarii należy sporządzić **protokół awaryjny** zawierający m.in. określenie bezpośredniej i pośredniej przyczyny awarii oraz sposobu jej usunięcia. Na podstawie informacji z poszczególnych awarii należy wykonywać okresową analizę oraz aktualizować statystykę awaryjności.



Rys. 8. Przykład statystyki uszkodzeń generowanej automatycznie przez program komputerowy

Analiza ryzyka

Stan techniczny urządzeń rozpatruje się nie tylko ze względu na bezpieczeństwo obsługi. Wśród konsekwencji awarii uwzględnia się także koszty ich usuwania oraz strat produkcyjnych.

Wśród urządzeń ciśnieniowych bloku występują instalacje i elementy niepodlegające Urzędowi Dozoru Technicznego. Ocen ich stan technicznego nie regulują przepisy państwowe, a długoterminowe prognozy mogą być obciążone sporym błędem.

W takich przypadkach, nie tylko ze względu na wymagania firm ubezpieczeniowych, wydaje się sensowne wdrożenie, dostosowanych do konkretnych potrzeb, procedur analizy ryzyka. Procedury takie, dostosowane do przedłużania czasu pracy [4], powinny uwzględniać w możliwie największym stopniu zakres, metodykę i poziom diagnostyki oraz rzeczywiste warunki eksploatacji. Zaproponowano [4] formułę (1), która prawdopodobieństwo uszkodzenia (awarii) uzależnia od:

- stanu wiedzy o elemencie na podstawie diagnostyki,
- rzeczywistych warunków jego pracy.

$$R = (P + WKP) \times K \quad (1)$$

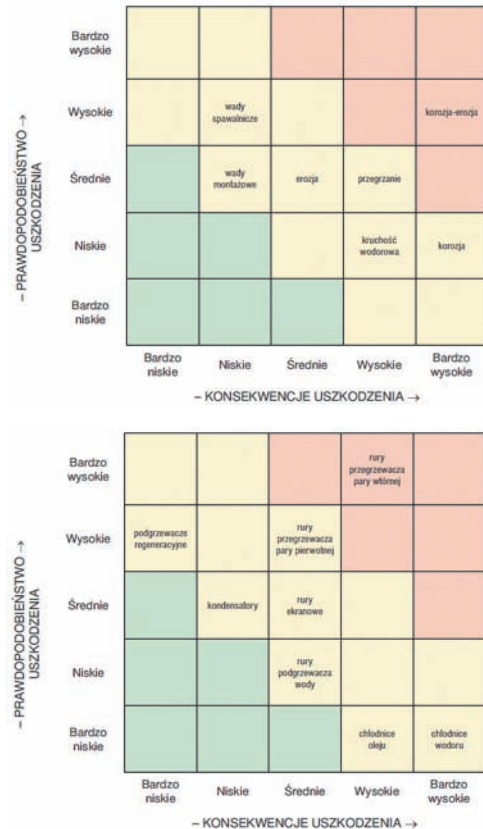
gdzie:

- R – ryzyko uszkodzenia (awarii),
- P – prawdopodobieństwo uszkodzenia,
- K – konsekwencje uszkodzenia,
- WKP – współczynnik korekcyjny, którego sens fizyczny polega na dokładniejszym oszacowaniu prawdopodobieństwa awarii poprzez uwzględnienie stanu wiedzy o elemencie oraz o jego rzeczywistych warunkach pracy.

Wydaje się, że wszędzie tam, gdzie analiza obliczeniowa może być obciążona dużym błędem, często trudnym do oszacowania, gdy brak ogólnych standardów badania i oceny stanu,

a zapewnieniu bezpieczeństwa towarzyszy analiza także ekonomicznych skutków awarii podejście oparte na analizie ryzyka może okazać się użyteczne.

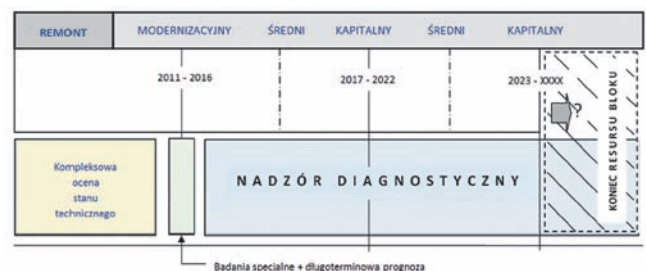
Analiza ryzyka to ciągle źle realizowany i niedoceniany sposób na konsensus pomiędzy techniką a ekonomią.



Rys. 9. Przykłady macierzy ryzyka wygenerowane automatycznie przez program komputerowy

Planowanie remontów z uwzględnieniem potrzeb diagnostyki

Szerszy opis diagnostyki, wykonywanej z wykorzystaniem opisanej koncepcji odnoszącej się do przedłużania pracy bloków 200 MW, przedstawiono w opracowaniu [4]. Przyjęto, że diagnostyka będzie wykonywana podczas remontów modernizacyjno-odtworzeniowych i następujących po nich remontach kapitalnych i średnich w sposób przedstawiony na rysunku 10.



Rys. 10. Rekomendowany harmonogram remontów i diagnostyki bloków 200 MW eksploatowanych do ok. 350 000 godzin

Jak wynika z rysunku 10 przyjęto, że długoterminowe prognozy uzasadniające ponoszenie nakładów na modernizację bloków będą opracowywane podczas remontów modernizacyjno-odtworzeniowych.

Doświadczenia w zakresie stosowania „Wytycznych...”

Dotychczas w różnym stopniu z podejścia przyjętego w „Wytycznych...” skorzystano podczas modernizacji ok. dwudziestu bloków 200 MW.

Można oczekiwać, że opracowanie nowej wersji „Wytycznych...” pozwoli na przedłużanie eksploatacji wg jednego/zbliżonego standardu ok. trzydziestu bloków o mocy 230 MW i 390 MW oraz na wymianę informacji, wiedzy i doświadczeń w celu zapewnienia bezpiecznej eksploatacji z możliwie najwyższą dyspozycyjnością.

Aktualizacja i rozwój metodyki

We współpracy z użytkownikami bloków 100 MW - 360 MW podjęto w bieżącym roku współpracę w celu:

- dostosowania „Wytycznych przedłużania eksploatacji...” [4, 5] do specyfikacji i potrzeb użytkowników bloków 100 MW - 360 MW,
- uwzględnienia chemii energetycznej w zakresie dotrzymywania reżimów chemicznych oraz konserwacji urządzeń na czas postoju,
- uwzględnienia wpływu pracy regulacyjnej na stan techniczny urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków/urządzeń/elementów.

Podsumowanie i wnioski

1. Przedłużanie eksploatacji bloków energetycznych należy oprzeć na udokumentowanej wiedzy o stanie technicznym urządzeń, w pierwszym rzędzie ich elementów krytycznych, których czas pracy przekroczył 200 tys. godzin.
2. Bezpieczeństwo i dyspozycyjność długo eksploatowanych bloków będzie, w pierwszym rzędzie, zależała od jakości przeprowadzonych modernizacji oraz wiedzy o ich aktualnym stanie technicznym – wyników badań i zarejestrowanych warunków pracy oraz historii eksploatacji.
3. W interesie wszystkich użytkowników zmodernizowanych bloków 100 MW - 360 MW jest wykonywanie badań i ocen stanu technicznego wg jednego standardu, co zapewnia warunki do wymiany wiedzy i doświadczeń wpływając na poprawę bezpieczeństwa i redukcję kosztów.
4. Potrzeba rejestracji dużej liczby informacji w elektrowniach zarządzanych z Centrum Zarządzania Grupy skłania do zautomatyzowania tego procesu poprzez wykorzystanie odpowiedniego oprogramowania.

5. Kontynuowanie współpracy *Pro Novum* z użytkownikami zmodernizowanych bloków 100 MW - 360 MW może przynieść dalsze korzyści w szczególności w zakresie:
 - standaryzacji procedur badań i ocen stanu technicznego,
 - rozwijania niezbędnej wiedzy na podstawie badań elementów wycofanych z eksploatacji,
 - tworzenia statystyki uszkodzeń,
 - doradztwa technicznego i eksperckiego wsparcia.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Warunki Urzędu Dozoru Technicznego – WUDT/UC/2003 – Urządzenia Ciśnieniowe. Warszawa 2003.
- [2] Instrukcja oceny stanu oraz kwalifikowania do wymiany komór, kolektorów, rurociągów kotłowych i głównych rurociągów parowych pracujących w warunkach pełzania. Ministerstwo Górnictwa i Energetyki. Warszawa 1986.
- [3] System Diagnostyki Materiałowej Podstawowych Elementów Urządzeń Energetycznych. Instytut Energetyki, Warszawa 1996.
- [4] PN/020.2900/2013: 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, Część III – Diagnostyka rur powierzchni ogrzewalnych kotłów. *Pro Novum* 2013. Praca niepublikowana.
- [5] PN/030.2910/2013: Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW, Część I – Założenia ogólne, Część II – Diagnostyka elementów krytycznych turbin i generatorów. *Pro Novum* 2013. Praca niepublikowana.
- [6] Trzeszczyński 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.
- [7] Brunné W., Trzeszczyński J., Haliński J., Zdalna diagnostyka głównych rurociągów parowych bloków energetycznych. *Dozór Techniczny* 2011, nr 6.

Ocena stanu technicznego i prognoza trwałości długo eksploatowanych walczków kotłów parowych na podstawie badań niszczących

Destructive testing of long time operated drums of steam boilers

Walczaki są jednym z najbardziej odpowiedzialnych elementów kotłów parowych. Jako krytyczny element grubościenny pracujący poniżej temperatury granicznej są projektowane w oparciu o granicę plastyczności przy obliczeniowej temperaturze pracy R_{et} . Prognoza ich trwałości jest niemal nieograniczona i uzależniona od sposobu ich zaprojektowania, tj. grubości i owiercenia ich płaszcza.

Większość uszkodzeń płaszcza walczaka występuje na krawędziach otworów znajdujących się poniżej lustra wody. Przyczyną tych uszkodzeń jest zmęczenie małocyklowe i wysokocyklowe. Nieciągłości materiału na skutek zmęczenia występują w niewielkiej objętości.

Podstawowym warunkiem postawienia prognozy bezpiecznej długotrwałej eksploatacji walczków jest, poza uwzględnieniem wyników badań i pomiarów diagnostycznych oraz obliczeń, znajomość historii eksploatacji. Informacje dotyczące prac remontowych i awarii wraz z warunkami dotychczasowej pracy urządzenia stanowią niezbędną część wiedzy o stanie technicznym elementu.

W niektórych przypadkach uzupełnieniem wiedzy o stanie technicznym materiału walczaka jest pobór próbek do badań niszczących. Firma „Pro Novum” sp. z o.o. w swojej historii wielokrotnie korzystała z tego rozwiązania.

Opis problemu

W Polsce w latach osiemdziesiątych ubiegłego wieku z inicjatywy producentów kotłów przeprowadzono badania materiałowe (niszczące) na próbkach pobranych z walczków. Wyniki badań jednoznacznie wskazały, że długotrwała eksploatacja nie ma wpływu na właściwości mechaniczne stali, z których wykonano walczaki. Na początku lat dziewięćdziesiątych miały miejsce dwie poważne awarie kotłów energetycznych związane ze zniszczeniem walczków. Literatura techniczna również opisywała takie przypadki, które miały miejsce w różnych krajach w Europie – uszkodzeniu uległo ok. 20 walczków. Do uszkodzenia walczków nie doszło podczas pracy walczków, lecz w czasie prób ciśnieniowych przeprowadzanych w temperaturze otoczenia, gdy temperatura metalu wynosiła poniżej 20°C [1-6].

„Pro Novum” sp. z o.o. brało bezpośredni udział w określaniu przyczyn awarii polskich walczków, które uległy zniszczeniu. Przyczyną uszkodzeń były nagłe pęknięcia kruche, które zapoczątkowały nieciągłości umiejscowione w okolicy otworu lub spoiny. Inicjatorami pęknięć były wady technologiczne i materiałowe oraz pęknięcia eksploatacyjne, które powstały na krawędziach otworów poniżej lustra wody [7].

Nagłe pęknięcie kruche może powstać przy jednoczesnym wystąpieniu trzech czynników:

- nagromadzeniu się w konstrukcji dużej energii sprężystej, gdy naprężenia nominalne nie przekraczają granicy plastyczności,
- obecności w metalu inicjatorów pęknięć, którymi mogą być nieciągłości powstałe podczas wykonania lub eksploatacji,
- skłonności materiału do kruchego pęknięcia, zależnej od jego własności mechanicznych, zwłaszcza od stosunku R_g/R_m , (gdy jest on mniejszy od 0,65) oraz od temperatury przejścia w stan kruchy FATT [1].

Jak wykazały badania materiału uszkodzonych walczków temperatura przejścia w stan kruchy metalu wynosiła ok. T_{ko} 40°C, podczas gdy temperatura wody/metalu wynosiła ok. 15-20°C. Jednym z ustaleń komisji awaryjnych, ustalających przyczyny zniszczenia walczków były propozycje zmian warunków przeprowadzania prób ciśnieniowych, opisanych w instrukcji, która została na wniosek „Pro Novum” sp. z o.o. zatwierdzona przez UDT i wprowadzona w życie [8]. Nowymi podstawowymi warunkami przeprowadzania prób ciśnieniowych było:

- obniżenie ciśnienia ich przeprowadzania z $1,25p_0$ do $0,8p_0$,
- temperatura ścianek walczaka powinna być równomierna i nie mniejsza niż 50°C podczas trwania próby.

Warunkiem dopuszczenia do dalszej eksploatacji walczaka na czas dłuższy niż 200 000 godzin jest posiadanie wiedzy o stanie technicznym elementu. Poza informacjami wynikającymi z diagnostyki, remontów i modernizacji oraz szeroko rozumianej historii eksploatacji konieczne jest określenie bezpiecznych warunków pracy elementu. W przypadku walczaka istotnym jest precyzyjne określenie parametrów prób wodnych, a w szczególności temperatury metalu. Rzetelne ustalenie tych warunków możliwe jest poprzez określenie parametrów charakteryzujących bezpieczną eksploatację: udarność i temperaturę przejścia

w stan kruchy. W ostatnim czasie coraz częstszym wymaganiem wobec kotłów energetycznych jest konieczność przeprowadzenia badań niszczących, a co za tym idzie poboru próbki trepanacyjnej z materiału walczaka w trakcie remontu. Czy wykonane badania na próbce tego rodzaju są reprezentatywne dla całego walczaka? Czy takie badanie istotnie podnosi bezpieczeństwo eksploatacji, a zwłaszcza wykonywania próby ciśnieniowej?

Wycinki do badań niszczących

W praktyce z płaszcza walczaka pobierane są różnego rodzaju próbki, które można scharakteryzować w zależności od ich rozmiarów oraz sposobu poboru i dalszego postępowania po ich pobraniu. Rozróżnić można trzy podstawowe przypadki w zależności od stanu walczaka po analizie wyników badań [9].

I – Walczak nie wymaga naprawy przez spawanie

Pobranie z krawędzi otworu niewielkiej ilości materiału. Uzyskany materiał jest porównywalny z ubytkiem po wyszlifowaniu pęknięć, wystarczający do określenia morfologii pęknięć i ewentualnych zmian w strukturze pod wpływem eksploatacji.

II – Walczak wymaga naprawy przez spawanie

Próbki łódkowe z krawędzi otworu. Wycięcie próbki odbywa się w taki sposób, aby pobrany wycinek zawierał wykryte pęknięcie podczas badań (badania nieniszczące), a rozmiar próbki umożliwiał wykonanie badań metalograficznych, określenie morfologii pęknięć, pomiar udarności oraz określenie temperatury przejścia w stan kruchy. Własności wytrzymałościowe można wyznaczyć na podstawie badań mikroprobek. Zaletą tego rodzaju próbek poza możliwością ich ewentualnego pobrania z każdej cargini walczaka jest uzyskanie materiału z miejsc najbardziej wyciężonych. Miejsce po wycięciu próbek wymaga naprawy przez spawanie, która była konieczna ze względu na stan techniczny elementu (wykryte pęknięcia). Naprawa walczaka nie obniża przydatności własności walczaka do dalszej eksploatacji.

III – Pobór próbki wymaga naprawy walczaka przez spawanie

Próbki trepanacyjne w postaci krążka o średnicy ok. $\phi = 120$ mm. Wycinek pozwala przeprowadzić badania wytrzymałościowe, pomiar udarności, określenie temperatury przejścia w stan kruchy oraz badania metalograficzne. Miejsce poboru próbki musi spełniać podstawowe warunki bezpośrednio związane z konstrukcją i geometrią walczaka:

- potwierdzenie pozytywnego wyniku obliczeń wytrzymałościowych,
- konfrontacje wytypowanego miejsca poboru próbki na obiekcie z fizyczną (realną) możliwością jej wycięcia, obróbki otworu i wstawienia króćca bezpośrednio na obiekcie,
- wykluczenie kolizji z konstrukcją separacji.

Powyższe warunki w znacznym stopniu ograniczają obszar możliwości poboru próbki, a pobranie materiału z miejsc najbardziej wyciężonych (krawędzie otworów) jest niemożliwe. Sposób naprawy walczaka poprzez wstawienie króćca powoduje pojawienie się miejsca potencjalnego uszkodzenia, ponieważ nowa spoina nowego króćca jest spoiną uszczelniającą, a nie wytrzymałościową. W energetyce są znane przypadki pojawienia się pęknięć w okolicy spoiny i otworu po pobraniu krążka, które doprowadziły do naprawy walczaka.

Miejsce poboru próbki

Wyniki badań niszczących wykonanych na próbkach pobranych z materiału walczaka powinny uzupełnić wiedzę na temat stanu technicznego elementu. Oznacza to, że miejsce poboru próbki powinno być jak najbardziej reprezentatywne dla danego obszaru. Sam sposób jej pobrania powinien być (w miarę możliwości) jak najmniej inwazyjny, a walczak nie powinien tracić swojej przydatności do dalszej eksploatacji.

W ostatnim czasie „*Pro Novum*” sp. z o. o. realizując pracę na jednym z bloków elektrowni, zgodnie z zapisami umowy, zobligowane było do pobrania próbki trepanacyjnej z walczaka. Przed realizacją zadania (przed rozpoczęciem prac) należało określić kryteria jej poboru. Jedynym realnym kryterium było pobranie próbki z „najstabszej” cargini.

Do określenia „najstabszego ogniwa” przyjęto trzy warianty [10].

- **Wariant I** – na podstawie analizy danych zawartych w atście producenta oraz retrospekcji na podstawie przeprowadzonych badań w latach poprzednich zostanie wytypowana blacha o „najgorszych” własnościach, z której wykonano carginę, zwłaszcza co do mikrostruktury, udarności, temperatury przejścia w stan kruchy oraz stosunku R_e/R_m .
- **Wariant II** – jeśli zostaną wykryte wskazania o charakterze pęknięć eksploatacyjnych podczas badań NDT cargini, na której wykryje się ich najwięcej, zostanie uznana za „najstabszą”.
- **Wariant III** – jeśli nie zostaną wykryte wskazania o charakterze pęknięć eksploatacyjnych podczas badań NDT „najstabsza” cargini zostanie wybrana na podstawie analizy wyników badań metalograficznych przy pomocy replik i pomiarów twardości w miejscach ich wykonania.

W trakcie realizacji pracy po zakończeniu badań poeksploatacyjnych walczaka powyższe warianty zostały zweryfikowane.

- **Wariant I** – dostępne atesty materiałowe były czytelne i identyfikowalne w stosunku tylko do jednej cargini.
- **Wariant II** – w trakcie badań nieniszczących na krawędziach otworów nie wykryto wskazań o charakterze pęknięć.
- **Wariant III** – badania metalograficzne i pomiary twardości wykonane na każdej części walczaka w strefie wodnej i parowej nie wykazały zmian w strukturze.

W związku z powyższymi danymi i konsultacji z UDT, do badań niszczących wytypowano carginę na podstawie **wariantu I** – umożliwiającego porównanie otrzymanych wyników w stanie poeksploatacyjnym z atestem producenta (stan zerowy). Obliczenia wytrzymałościowe i opisane powyżej uwarunkowania pozwoliły na pobranie próbki w strefie wodnej pomiędzy otworami opadowych rur. Pobrano próbkę o średnicy $\phi = 125$ mm i grubości ok. 100 mm.

Badania materiałowe

Na pobranym krążku wykonano badania niszczące wg zakresu uzgodnionego z UDT:

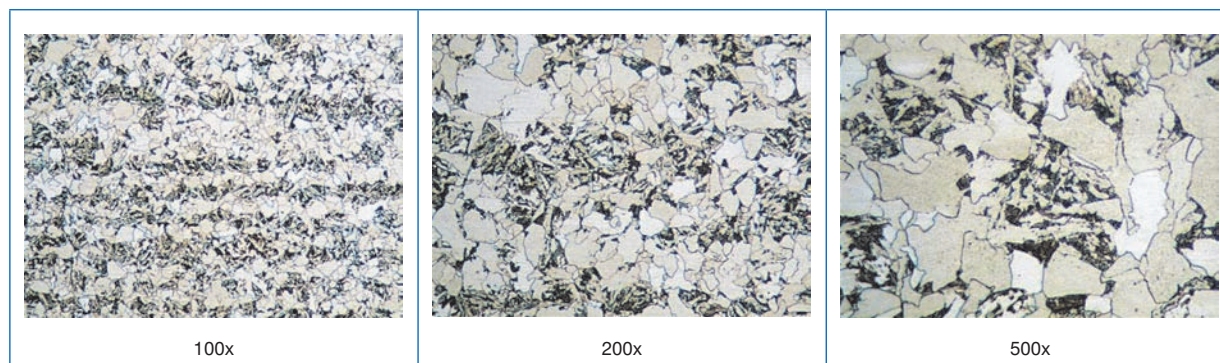
- analiza składu chemicznego,
- badania metalograficzne,
- pomiary twardości,
- pomiar udarności (KCU2 – możliwość porównania wyniku z atestem),

Tabela 1

	C	Si	Mn	P	S	Cr	Mo	Ni	Cu	Mn+Ni
	%									
Norma BN-66/0642-12	max 0,20	0,30 0,50	0,70 1,00	max 0,04	max 0,04	max 0,3	0,25 0,32	1,00 1,20	0,90 1,20	1,80 2,10
Atest materiałowy	0,15	0,48	0,86	0,014	0,013	0,19	0,28	1,06	0,95	1,92
Próbka pobrana z walczaka	0,139	0,518*	0,976	0,010	0,004	0,22	0,28	1,06	1,08	2,04

* wartość Si mieści w odchyłce dopuszczalnej w normie

Tabela 2



- ustalenie temperatury przejścia w stan kruchy (KCV),
- statyczna próba rozciągania w temperaturze pokojowej,
- statyczna próba rozciągania w temperaturze 350°C.

Pobranie tak pokaznej próbki nie tylko umożliwiło wykonanie badań wg założonego zakresu. Dodatkowo w próbkę został wkomponowany kształt odpowiadający typowej próbce łódkowej, na której równolegle wykonano badania. Badania wytrzymałościowe ze względu na rozmiar próbki łódkowej zostały wykonane na mikropróbkach.

Wszystkie wykonane badania zostały wykonane zgodnie z obowiązującymi normami.

Otrzymane wyniki badań przedstawiono w poniższych tabelach w korelacji z atestem materiałowym i normą opisującą wymagania dla blachy walczaka, z której wykonano walczak [11]. Badania wykonano na próbkach poprzecznych.

Analiza składu chemicznego

Przeprowadzona analiza składu chemicznego potwierdziła gatunek stali 18CuMNT. Wyniki przedstawiono w tabeli 1.

Badania metalograficzne wraz z pomiarami twardości

Badania metalograficzne zostały wykonane na próbkach pobranych z całej grubości ścianki walczaka. We wszystkich przekrojach (W, S, Z) występuje pasmowa struktura ferrytyczno-perlityczno-bainityczna. Przykładowe obrazy struktury przy powierzchni wewnętrznej przedstawiono w tabeli 2.

Zmierzona twardość materiału mieści się w zakresie 220 - 242 HV30. Norma wytwórcza na blachy nie podaje wymaganych wartości twardości, w atestach natomiast wartości twardości są nieczytelne.

Pomiar udarności i temperatury przejścia w stan kruchy

Według normy BN-66/0642-12 podana została wartość KU2. Dlatego w przeprowadzonych badaniach próbki udarnościowe posiadały karb U, co pozwoliło porównać wartości z normą i atestami (tab. 3). Otrzymane wyniki wykazały, że otrzymane wartości próby udarnościowej spełniają wymagania normy.

Przytoczone dokumenty bazowe nie zawierają informacji dotyczących temperatury przejścia w stan kruchy. Wyniki naszych badań przedstawiono w tabeli 4. Temperatura przejścia w stan kruchy metalu przy powierzchni wewnętrznej walczaka wynosi 49°C.

Tabela 3

	KU2, J	KCU2, J/cm ²
Norma BN-66/0642-12	---	70
Atest materiałowy	---	95
Próbka pobrana z krążka – powierzchnia wewnętrzna/próbka łódkowa	84	105
Próbka pobrana z krążka – środek	72	90
Próbka pobrana z krążka – powierzchnia zewnętrzna	80	100

Tabela 4

Temperatura badania, °C	KV, J	KCV, J/cm ²	TK, °C
Próbka pobrana z krążka – powierzchnia wewnętrzna/próbka łódkowa			
25	16	20	~49
60	32	40	
95	80	100	
Próbka pobrana z krążka – środek			
25	38	47,5	~13
5	20	25	
-20	10	12,5	
Próbka pobrana z krążka – powierzchnia zewnętrzna			
25	18	22,5	~38
60	42	42,5	
95	48	60	

Tabela 5

Temperatura badania 20°C	R _e , MPa	R _m , MPa	Wydtużenie A, %	Przewężenie Z, %	R _e /R _m , -
Norma BN-66/0642-12	392	539 - 667	20	---	0,72
Atest materiałowy	485	602	22	---	0,80
Próbka pobrana z krążka – powierzchnia wewnętrzna	526	663	20	62	0,79
Próbka pobrana z krążka – środek	515	652	20	59	0,79
Próbka pobrana z krążka – powierzchnia zewnętrzna	536	664	22	62	0,80
Próbka pobrana z wycinka łódkowego (5 mm)	520	665	25,6	63	0,78
Próbka pobrana z wycinka łódkowego (3 mm)	515	669	26	63	0,78

Tabela 6

Temperatura badania 350°C	R _e , MPa	R _m , MPa	Wydtużenie A, %	Przewężenie Z, %	R _e /R _m , -
Norma BN-66/0642-12	304	-	-	-	-
Atest materiałowy	397	-	-	-	-
Próbka pobrana z krążka – powierzchnia wewnętrzna	438	598	19	46	0,73
Próbka pobrana z krążka – środek	432	585	17,8	45	0,73
Próbka pobrana z krążka – powierzchnia zewnętrzna	446	603	20,8	48	0,73
Próbka pobrana z wycinka łódkowego (5 mm)	428	581	17,3	39	0,73
Próbka pobrana z wycinka łódkowego (3 mm)	464	589	13,5	44	0,78

Statyczna próba rozciągania

Wyniki statycznej próby rozciągania w temperaturze pokojowej i podwyższonej przedstawiono odpowiednio w tabelach 5 i 6. Dodatkowo badania wytrzymałościowe przeprowadzono na mikropróbkach zgodnie z normą PN-EN ISO 6892. Otrzymane wyniki wykazały, że otrzymane wartości prób wytrzymałościowych spełniają wymagania normy.

Podsumowanie wyników badań

Materiał walczaka został wykonany ze stali w gatunku 18CuMNT. Wyniki przeprowadzonych badań metalograficznych wykazały strukturę ferrytyczno-perlityczno-bainityczną w całym badanym obszarze, bez oznak jej degradacji. Własności wytrzymałościowe stali są znacznie wyższe od wartości zalecanych w normie. Temperatura przejścia metalu walczaka w stan kruchy wynosi 49°C (brak danych dotyczących tego parametru w atescie).

Wnioski

Ze względu na brak pełnych informacji o stanie zerowym materiału zawartych w atescie nie można jednoznacznie stwierdzić czy po długotrwałej eksploatacji następuje spadek jego własności.

Przeprowadzone badania wykazały, że:

- jednoznaczne i pełne informacje o własnościach wytrzymałościowych materiału walczaka można wyznaczyć na próbce pobranej z wycinka łódkowego (próbki łódkowej) – ilość materiału jest wystarczająca i można ją pobrać z obszaru o największym wytężeniu (Potencjalne Strefy Uszkodzeń – PSU),
- dotychczasowe podejście „Pro Novum” sp. z o.o. mówiące o tym, że próbki do badań niszczących należy pobierać tylko wtedy, gdy walczak wymaga naprawy przez spawanie jest w pełni merytorycznie uzasadnione,

- próbkę łódkową można pobrać z każdej cargini, co umożliwia o ile jest to konieczne określenie „najśłabszej” cargini i dobranie dla niej technologii naprawy walczaka,
- w przeciwieństwie do próbki trepanacyjnej, naprawa walczaka po pobraniu próbki łódkowej zapewnia jego szczelność jak w stanie zerowym.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Dobosiewicz J., Zbroińska-Szczechura E., Całkowite zniszczenia walczaków kotłów parowych, *Energetyka* 1991, nr 4.
- [2] Dobosiewicz J., Trzeszczyński J., Trwałość walczaków kotłów parowych, *Energetyka* 1991, nr 8.
- [3] Trzeszczyński J., Ocena stanu technicznego walczaków kotłów parowych. Część I: cel i zakres oceny, *Energetyka* 1991, nr 8.
- [4] Dobosiewicz J., Niektóre rodzaje uszkodzeń walczaków i zasady ich naprawy, *Energetyka* 1992, nr 9.
- [5] Zbroińska-Szczechura E., Dobosiewicz J., Uszkodzenia walczaków kotłów parowych, *Energetyka* 1993, nr 3.
- [6] Dobosiewicz J., Zbroińska-Szczechura E., Zmiany własności mechanicznych metalu podczas eksploatacji niektórych walczaków, *Energetyka* 2002, nr 1.
- [7] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 35/90. Praca niepublikowana.
- [8] Decyzja UDT nr 25/95.
- [9] Trzeszczyński J., Jak długo mogą pracować walczaki kotłów parowych?, *Energetyka* 1994, nr 11.
- [10] Opinia Techniczna *Pro Novum* nr OT.65.1124/2015. Praca niepublikowana.
- [11] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 91.3271/2015. Praca niepublikowana.

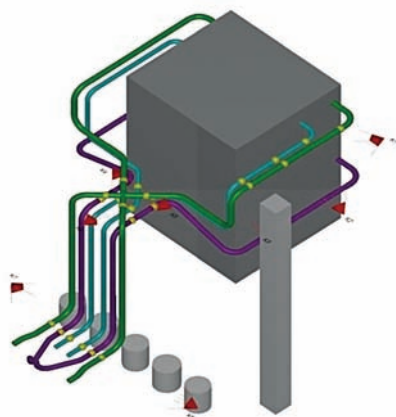
Nadzór diagnostyczny rurociągów parowych w trybie zdalnym – przegląd doświadczeń *Pro Novum*

Diagnostic supervision of steam pipelines in on-line mode – review of *Pro Novum's* experiences

Modernizacje bloków energetycznych 200 i 360 MW, które realizowane są sukcesywnie od ponad 10 lat, dały możliwość do uzupełnienia bądź zdobycia możliwie pełnej wiedzy diagnostycznej. Równocześnie uświadomiły potrzebę systemowego zarządzania wiedzą z uwzględnieniem warunków eksploatacyjnych.

Wychodząc naprzeciw, tym jeszcze wówczas nie do końca jednoznacznie określonym oczekiwaniom, „*Pro Novum*” sp. z o.o. rozpoczęło prace nad koncepcją systemu monitorowania głównych rurociągów parowych. Podstawowe założenia systemu testowano pod kątem możliwości ich realizacji na rurociągach bloków 200 MW, ponieważ:

- bloki te pracują we wszystkich grupach energetycznych i stanowią ok. 40% mocy dysponowanej,
- posiadamy dostatecznie szeroką wiedzę o stanie technicznym rurociągów wyływającą z diagnostyki klasycznej,
- mamy bogate doświadczenie w analizie przemieszczeń cieplnych rurociągów oparte na konwencjonalnych pomiarach geodezyjnych,
- dla bloków 200 MW wdrażany jest system diagnostyki zdalnej LM System PRO+®.



Rys. 1. Schemat rozmieszczenia reperów oraz kamer do śledzenia ich przemieszczeń na głównych rurociągach parowych bloku 200 MW [5]

Prace nad systemem monitorowania biegly dwutorowo, a polegały na:

- opracowaniu, przetestowaniu i wdrożeniu zdalnego systemu pomiarowego przemieszczeń cieplnych rurociągów,
- opracowaniu modułu zdalnej diagnostyki rurociągów na podstawie pomiarów Użytkownika z wykorzystaniem platformy informatycznej LM System PRO+®.

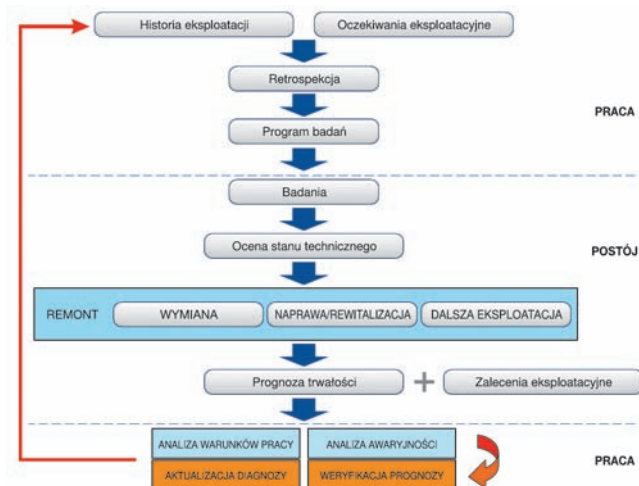
Diagnostyka jako źródło wiedzy o stanie technicznym urządzeń

Podstawowym źródłem wiedzy o stanie technicznym, zwłaszcza urządzeń ciepłno-mechanicznych, jest diagnostyka wykonywana w odpowiedni sposób. Program prac diagnostycznych powinien wynikać z gruntownej retrospekcji, a badania i pomiary diagnostyczne realizować należy w czasie postojów, których czas wynika bezpośrednio ze stanu technicznego urządzeń. Wyniki badań i pomiarów należy interpretować w sposób umożliwiający opracowanie diagnozy, prognozy oraz zaleceń remontowych i eksploatacyjnych. Ważnym uzupełnieniem diagnostyki wykonywanej podczas planowych, zgodnie z powyższą zasadą, postojów jest odpowiednia analiza danych eksploatacyjnych, a zwłaszcza dotyczących zakłóceń (awarii) oraz wybranych parametrów pracy zarówno ciepłno-mechanicznych jak i chemicznych. Ten rodzaj analizy określa się zwykle kontrolą eksploatacji, rzecz w tym, że wiedza z tego obszaru bardzo rzadko jest integrowana z wiedzą pochodzącą z diagnostyki. To można, a nawet trzeba zmienić, jeśli w nowej scentralizowanej organizacji utrzymania stanu technicznego w grupach energetycznych chcemy mieć wiedzę, która zasługiwałaby na określenie „korporacyjna”, a nie tylko rozproszone informacje zarchiwizowane w bazach danych ... i w „głowach oraz biurkach” specjalistów.

Diagnostyka zdalna

Żeby mówić o pełnej diagnostyce urządzenia, „klasyczna” diagnostyka (opisana powyżej) powinna być skorelowana z informacjami o jego awariach i naprawach (remontach) oraz

warunkach pracy. Badania i pomiary to tylko część diagnostyki, nie można ich – jak to nadal czyni wielu – utożsamiać z diagnostyką. Istotą diagnostyki jest diagnoza oraz możliwość opracowania prognozy, tj. dopuszczenie urządzenia do eksploatacji na określony czas, przy spełnieniu ściśle zdefiniowanych warunków. Tak rozumiana diagnostyka to proces odpowiednio powiązany z eksploatacją urządzenia (rys. 2).



Rys. 2. Diagnostyka jako proces zintegrowany z procesem eksploatacji urządzeń

Diagnostyka zaawansowana

Jednak diagnostyka dzisiaj to już nie tylko podstawowe badania na elementach i ich odpowiednia interpretacja. Obecnie przed diagnostyką stawiane są zupełnie nowe wyzwania i oczekiwania. Aby można było sprostać postawionym zadaniom nie można obejść się bez specjalistycznych, dedykowanych do danego zadania, narzędzi informatycznych.

W 2009 roku uruchomiliśmy usługę serwisu diagnostycznego w zakresie urządzeń ciepłno-mechanicznych i chemii energetycznej. Usługa ta realizowana jest za pośrednictwem pakietu funkcjonalnego LM Serwis PRO[®] działającego w sposób autonomiczny. System ma na celu nadzór nad stanem technicznym wybranych

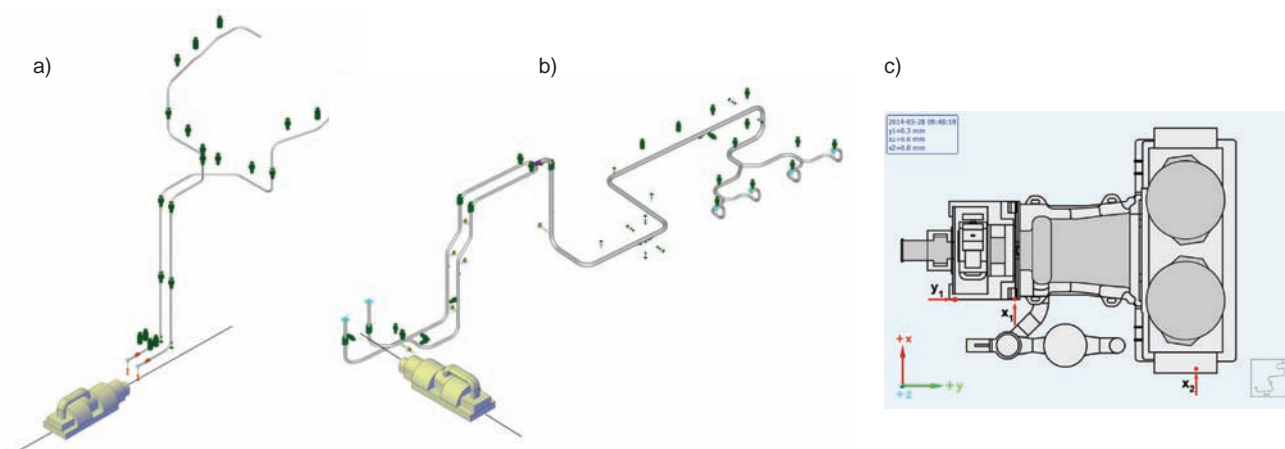
węzłów konstrukcyjnych i/lub pojedynczych elementów urządzeń elektrowni i elektrociepłowni oraz eksperckie wsparcie na podstawie okresowo generowanych raportów. W ramach LM Serwis PRO[®] monitorowane są/mogą być wybrane problemy czy zjawiska występujące na urządzeniach bloków energetycznych [3, 4].

Zaawansowane technologie informatyczne oraz autorskie systemy kontrolno-rejestrujące

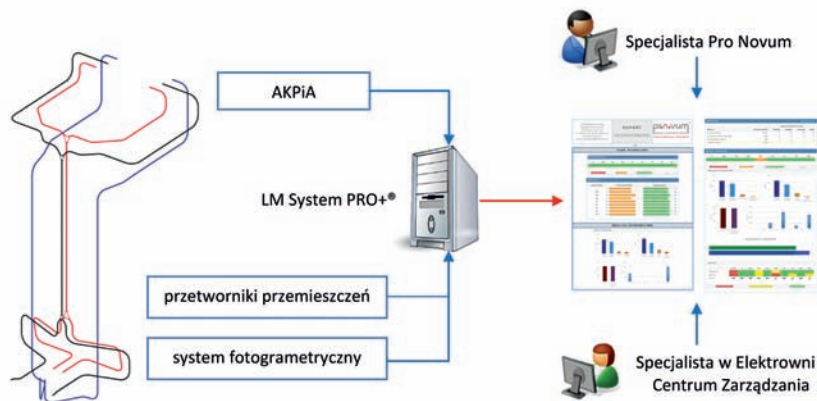
Istotą zdalnej diagnostyki rurociągów realizowanej przez „Pro Novum” sp. z o.o. w różnych zakładach energetycznych był wybór parametrów pracy i powiązanie ich z warunkami pracy, istotnie wpływającymi na stan techniczny poszczególnych elementów oraz całej konstrukcji. W dalszej kolejności opracowano algorytmy przetwarzania informacji rejestrowanych przez system w celu tworzenia wiedzy diagnostycznej. Posiadając aktualną wiedzę o stanie technicznym (wyniki badań) rurociągów oraz informacje remontowe doprowadzono do synchronizacji dwóch procesów: badań diagnostycznych i eksploatacji (ciągłych pomiarów wybranych parametrów pracy). Zsynchronizowanie wymienionych procesów przeprowadzono w sposób pozwalający na wykrycie i przeanalizowanie w trybie *on line* każdego, istotnego dla potencjalnego ubytku trwałości „zdarzenia eksploatacyjnego”.

W przypadku zdalnej oceny stanu technicznego rurociągów analizowanie ciepłno-mechanicznych warunków pracy było niewystarczające do stworzenia pełnego obrazu stanu technicznego/rozwiązania problemu eksploatacyjnego. Bardzo istotnym elementem wpływającym na stan techniczny rurociągów parowych, który uwzględniliśmy rozwijając system, oprócz stanu metalu jego elementów i pracy jego zamocowań, jest analiza przemieszczeń cieplnych. Taka potrzeba – bardziej kompleksowej analizy stanu technicznego i pracy rurociągów – pojawiła się na rynku kilka lat temu.

Dodatkowym impulsem, który zintensyfikował nasze prace nad systemem zdalnego monitorowania rurociągów było odejście od wcześniejszego kanonu projektowania połączenia rurociągów pary świeżej i rurociągów pary do wtórnego przegrzewu z częścią wysokoprężną turbin (WP), jako równoległe do osi turbiny i osiowo symetryczne dla nowo wybudowanych bloków energetycznych (rys. 3a, b, c). Wzbudziło to u niektórych przyszłych Użytkowników



Rys. 3. Sposób połączeń rurociągów z turbiną: a – dotychczasowy kanon projektowania, b – obecnie stosowane rozwiązanie połączeń rurociągów z turbinami dużej mocy, c – obecnie stosowane rozwiązanie połączeń rurociągów z turbinami małej mocy

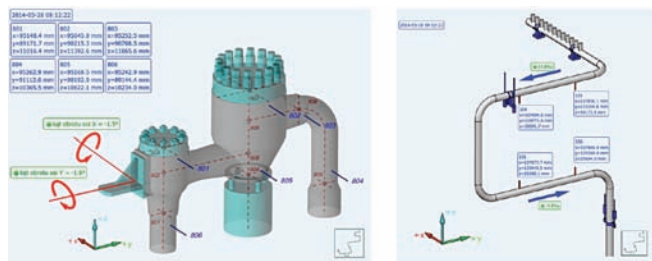


Rys. 4. Architektura systemu kontrolno-rejestrującego

obawę czy proponowane rozwiązania nie będą generowały nieznanych dotychczas problemów. Obawa ta spowodowała oczekiwanie systemu, który mógłby monitorować rurociągi.

Wtedy też znalazło zastosowanie nasze narzędzie, które umożliwiła zdalne monitorowanie rzeczywistych przemieszczeń cieplnych i ich analizę. Początkowo rozwiązanie to zostało oparte na fotogrametrii, jednak po kilku latach doświadczeń, tam gdzie jest to konieczne, stosowane są układy hybrydowe składające się dodatkowo z systemu wykorzystującego czujniki przemieszczeń liniowych. Architekturę systemu kontrolno-rejestrującego przedstawiono na rysunku 4.

System wyposażony jest w dedykowane interfejsy pozwalające w prosty sposób zilustrować aktualną sytuację monitorowanych urządzeń/węzłów konstrukcyjnych (rys. 5).

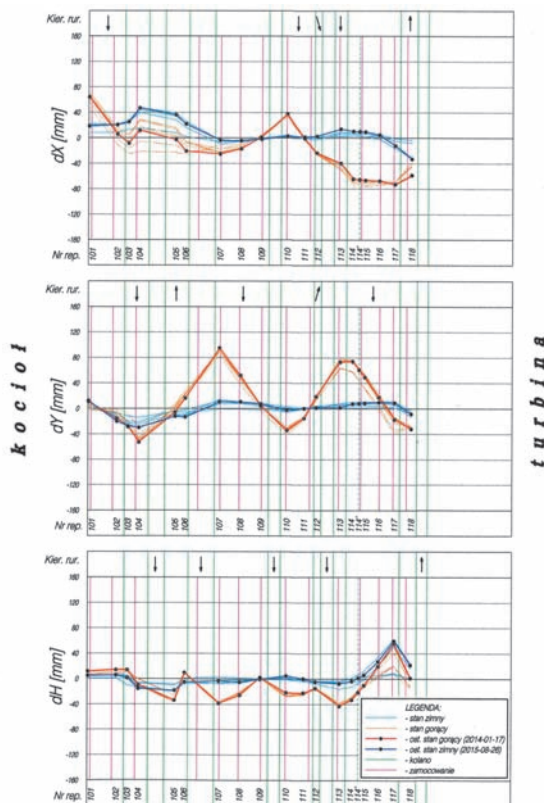


Rys. 5. Dedykowane układy kontrolno-rejestrujące oraz ich wizualizacje

Możliwości systemu bezobsługowej diagnostyki *on line* rurociągów parowych:

- monitorowanie istotnych, z punktu widzenia trwałości (żywotności) elementów krytycznych, parametrów pracy,
- monitorowanie zachowania się całej konstrukcji, pośrednio także stanu zamocowań rurociągów,
- subtelne korekty regulacji zamocowań pozwalające na uzyskanie powtarzalności przemieszczeń (rys. 6) [9],
- rejestracja czasu pracy rurociągów, w tym czasu pracy „pod ciśnieniem – bez przepływu” odgałęzień rurociągów głównych,
- ocena wpływu pracy regulacyjnej na stan techniczny elementów rurociągu,
- identyfikacja stanów pracy bloku,
- wykrywanie stanów awaryjnych w postaci tzw. uderzeń hydraulicznych,

- identyfikację źródeł pochodzenia zakłóceń jw.,
- automatyczną dokumentację historii eksploatacji,
- ocenę aktualnego stanu technicznego rurociągów,
- bieżącą aktualizację prognozy trwałości (żywotność),
- rozwiązywanie indywidualnych problemów, np. skali oddziaływania rurociągów na turbinę, poprawności regulacji zamocowań itp.

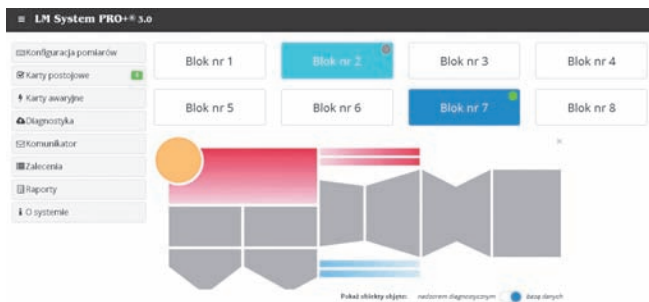


Rys. 6. Przemieszczenia rurociągu pary świeżej WP

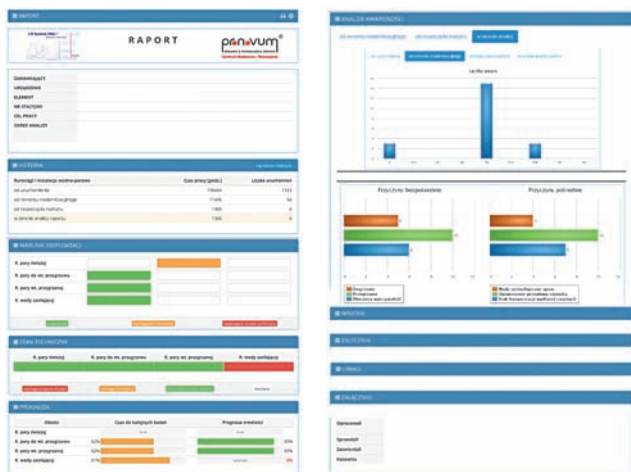
System w wersji przewidzianej do kompleksowej zdalnej oceny stanu technicznego wymaga dla już eksploatowanych rurociągów: przeprowadzenia badań diagnostycznych rurociągu (określenie diagnozy i prognozy), instalacji reperów i kamer do śledzenia przemieszczeń rurociągów, instalacji Stacji Obiektowej (SO) – LM System PRO+® (LMSP+®) w elektrowni i ustanowienia połączenia VPN SO – LMSP+®

z serwerem w „Pro Novum” sp. z o.o. na czas uruchomienia systemu i wsparcia eksperckiego (opcja) lub serwerem Platformy Informatycznej w Elektrowni, o ile jest wyposażona w takie oprogramowanie.

W ostatnich latach eksperci Pro Novum wyszli naprzeciw nowym potrzebom rynku i opracowali kolejną wersję platformy informatycznej LM System PRO+® ver. 3.0.



Rys. 7. Nowy interfejs graficzny ver. 3.0 Systemu



Rys. 8. Automatycznie generowany systemowy raport okresowy

Powstały System stał się bardziej przyjazny dla Użytkownika w Elektrowni. Można go elastycznie konfigurować, wyposażony jest w zestaw nowych, zaawansowanych funkcji, bardziej ergonomiczny interfejs użytkownika oraz zoptymalizowane algorytmy przetwarzania danych (rys. 7 i 8) [6, 7].

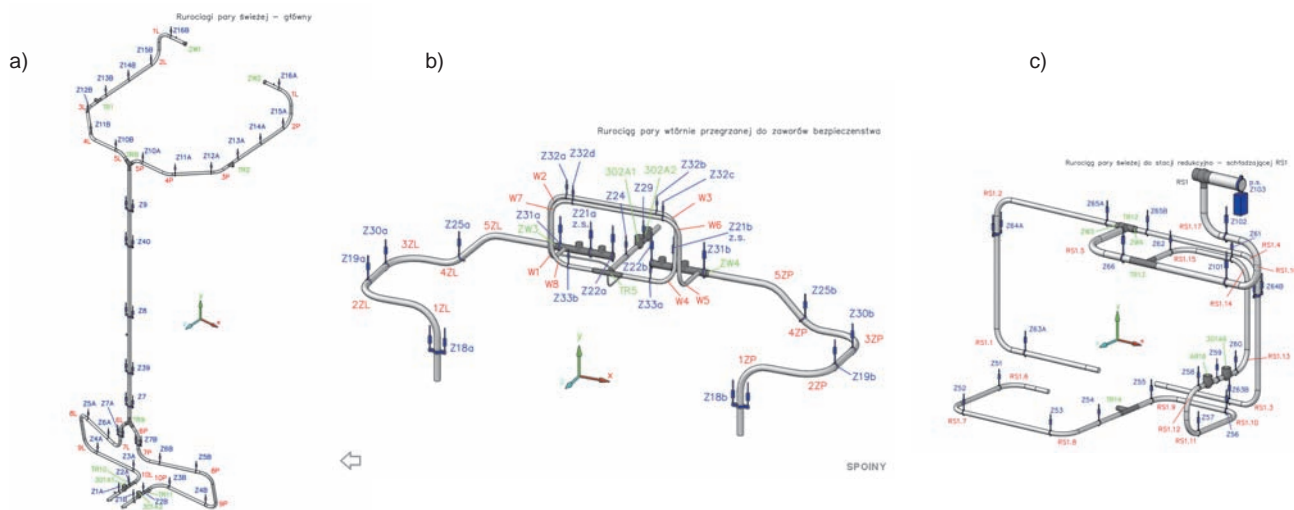
W jednej z Elektrowni, w której wdrożono najnowszą wersję Systemu dla głównych rurociągów parowych, opracowane zostały specjalnie dedykowane interfejsy graficzne, które zapewniają łatwą nawigację po obiekcie (rys. 9) [8].

Podsumowanie

Praca specjalistów Pro Novum w okresie jedenastu lat pozwoliła na opracowanie w pełni funkcjonalnego autorskiego, inżynierskiego oprogramowania, którego podstawę stanowi diagnostyka. LM System PRO+® integruje diagnostykę postojową i eksploatacyjną w sposób pozwalający na bieżącą aktualizację oceny stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych oraz weryfikację prognozy ich trwałości.

Korzyści z wdrożenia zdalnej diagnostyki rurociągów parowych

- Bezobsługowy nadzór nad stanem technicznym rurociągów.
- Ocena aktualnego stanu technicznego rurociągów na podstawie wszystkich istotnych informacji diagnostycznych i eksploatacyjnych.
- Rejestracja historii eksploatacji (wiedzy korporacyjnej).
- Automatyczne generowanie raportów okresowych ze wsparciem eksperckim Pro Novum.
- Spełnienie przepisów Urzędu Dozoru Technicznego.
- Spełnienie wymagań Wytocznych przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno – mechanicznych bloków 200 MW.
- Niskie koszty nadzoru diagnostycznego przy zachowaniu najwyższych standardów technicznych.
- Optymalizacja czynności remontowych w sposób adekwatny do stanu technicznego monitorowanych rurociągów.



Rys. 9. Nawigacja po głównych rurociągach parowych

- [1] Trzeszczyński J., Murzynowski W., Stanek R., Zarządzanie majątkiem produkcyjnym grup elektrowni wspierane przez firmę ekspercką. Modele współpracy oraz przykłady ich realizacji. XIII Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe, Katowice 2011.
- [2] Trzeszczyński J., Białek S., Utrzymanie stanu technicznego urządzeń energetycznych – wspierane przez system informatyczny. *Nowa Energia* 2009, nr 3(9).
- [3] Trzeszczyński J., System diagnostyczny zapewniający bezpieczną pracę bloków 200 MW eksploatowanych powyżej 300 000 godzin. *Dozór Techniczny* 2012, nr 2.
- [4] Trzeszczyński J., Murzynowski W., Stanek R., 10 lat doświadczeń oraz perspektywy rozwoju LM System PRO+® platformy informatycznej wspierającej utrzymanie stanu technicznego urządzeń energetycznych. *Energetyka* 2014, nr 8.
- [5] Brunné W., Trzeszczyński J., Haliński J., Zdalna diagnostyka głównych rurociągów parowych bloków energetycznych. *Dozór Techniczny* 2011, nr 6.
- [6] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 124.2852/2012. Praca niepublikowana.
- [7] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 013.2741/2012. Praca niepublikowana.
- [8] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 004.3184/2015. Praca niepublikowana.
- [9] Opinia Techniczna *Pro Novum* nr 183.1242/2015. Praca niepublikowana.

Paweł Gawron

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

Zarządzanie majątkiem produkcyjnym elektrowni podczas długotrwałego postoju

Asset management of power plant equipment during long term outages

Energetyczne derby

Tegoroczne lato wystawiło na poważną próbę możliwości Krajowego Systemu Elektroenergetycznego dysponującego co prawda teoretyczną rezerwą mocy w źródłach konwencjonalnych i odnawialnych, co więcej rezerwą mającą swoje umocowanie w realnie istniejących i dyspozycyjnych zasobach technicznych, ale bezradnego w sytuacji, kiedy natura na krótko zamknęła swój worek z zasobami. Tym razem skończyło się na wyniku 1 : 0 dla gości, ale rozgrywki trwają i wskazanym byłoby doprowadzić do wygranej lub choćby remisów ze wskazaniem na gospodarzy. Strzelcem tegorocznej bramki była natura, co można postrzegać w kategorii kłęski żywiołowej, przypadku, sytuacji niespotykanej czy innej tłumaczącej zaistniałą sytuację. Redukcja istniejącej, możliwej do wykorzystania rezerwy technicznej i spadek dyspozycyjności urządzeń wytwórczych w związku z coraz bardziej prawdopodobną zmianą priorytetów ich funkcjonowania z pracy na długotrwały postój może skutkować pojawieniem się na boisku jeszcze jednego bramkostrzelnego zawodnika – korozji postojowej, niestety zawodnika bez skrupułów strzelającego do własnej bramki.

Długotrwały postój = Korozja postojowa

Zdroworozsądkowe przesłanki oraz wydawać by się mogło że i logika działania sektora wytwarzania energii i ciepła powinny stawiać na **wytwarzanie** jako priorytet pracy urządzeń. Tymczasem w obecnej sytuacji rynkowej nadmiaru energii elektrycznej i ciepłej oraz postępującymi zmianami na rynku energii związanymi z rosnącym udziałem mocy ze źródeł odnawialnych i ich uprzywilejowaną pozycją w kolejce do operatora sieci elektroenergetycznej przy koniecznym poziomie zabezpieczenia systemu gwarantowanym przez wytwórców eksploatujących konwencjonalne źródła energii, priorytetem pracy przynajmniej części urządzeń wytwórczych będzie **długotrwały postój**. Wymaga to zmiany podejścia do zarządzania majątkiem produkcyjnym podczas długotrwałych postojów w perspektywie konieczności skutecznego i efektywnego ich uruchomienia z rezerwy zimnej.

Odstawienie urządzeń do postoju, szczególnie postoju długotrwałego, jest poważnym zagadnieniem decydującym o pewności ruchowej. Pewność ta zdecydowanie spada, kiedy mamy do czynienia z odstawieniem, co niestety jest dość powszechną praktyką, bez konserwacji. Ten okres „żywności” urządzeń na wielu obiektach energetycznych jest niesłusznie niedoceniony

lub uważany za mało istotny. Niewykonanie zabiegu konserwacji na okres postoju może być przyczyną raz – występowania awarii w węzłach technologicznych o różnym stopniu uprzywilejowania bezpośrednio po lub w dalszym okresie po uruchomieniu, dwa – zdecydowanego wydłużenia lub nawet niemożności uruchomienia urządzeń po postoju.

Częste przypadki zaniechania konserwacji na czas postoju, mogą wynikać z niedoceniań skutków, a często błędnej kwalifikacji awarii nie jako wyniku korozji postojowej, a innego mechanizmu np. związanego ze złym reżimem chemicznym czynnika obiegowego.

Długotrwały postój, czyli jak długi. W zasadzie każdemu postojowi urządzeń, niezależnie od jego długości ani celu odstawienia (do remontu/do rezerwy), towarzyszą zagrożenia wystąpienia uszkodzeń spowodowanych korozją postojową. Przyjmuje się, biorąc pod uwagę dane dotyczące szybkości korozji poszczególnych materiałów konstrukcyjnych w różnych środowiskach, że 2-tygodniowy postój bez konserwacji nie stwarza znaczącego zagrożenia dla dyspozycyjności urządzeń z uwagi na postępek korozji postojowej. Wszystkie dłuższe, w tym postoje remontowe, powinny być poprzedzone procesem konserwacji, w zakresie właściwym biorąc pod uwagę:

- przedmiot konserwacji,
- zakres prowadzonych prac remontowych,
- planowany czas postoju,
- lokalne uwarunkowania techniczne.

Generalnie im czas postoju urządzeń niezabezpieczonych antykorozyjnie jest dłuższy, tym większe negatywne skutki procesów korozyjnych będą obserwowane w czasie ich eksploatacji. Zagadnienia związane z konserwacją krótkoterminową, w tym konserwacji urządzeń na okres postojów remontowych, są od lat dość dobrze opanowane tak od strony teoretycznej jak i technicznej, z bardzo licznymi aplikacjami i dobrymi referencjami, praktycznie od wszystkich, świadomych problemów z tym związanych, eksploatorów urządzeń wytwórczych.

Osobnym problemem, który wymaga bardzo poważnego podejścia do konserwacji postojowej są prawdopodobne odstawięcia urządzeń wytwórczych do tzw. długotrwałej rezerwy – na czas przekraczający zwykle (choć nie musi być to regułą) okres typowego postoju w remoncie kapitalnym – od kilku do kilkunastu miesięcy, z gwarancją nieskomplikowanego uruchomienia w czasie od kilku do kilkunastu dni, oczywiście z utrzymaniem właściwego poziomu zabezpieczenia antykorozyjnego chronionych powierzchni. Brak działań związanych z konserwacją oznacza tylko i wyłącznie stworzenie magazynów części zamiennych o ograniczonym czasie przydatności do użytku.

Mechanizm korozji postojowej

Zjawisko korozji postojowej jest wynikiem utleniania metalu i tworzenia się ogniw korozyjnych przez zetknięcie z powietrzem atmosferycznym w obecności wilgoci (wody) i zanieczyszczeń chemicznych, jak CO₂, SO₂, kwasy i sole. Na skalę procesu wpływają również: niejednorodność chemicznej i fizycznej powierzchni metalu, bezpośredni kontakt ze sobą różnych metali, wtrącenia metaliczne i niemetaliczne w strukturze, rozkład naprężeń i odkształceń w poszczególnych miejscach, zmiany w składzie i parametrach środowiska i inne.

W zależności od ilości elektrolitu występującego na styku z metalem rozróżniamy korozję suchą, wilgotną i moką. W typowych sytuacjach dla urządzeń energetycznych odstawionych do postoju możemy mieć do czynienia z korozją w atmosferze wilgotnej lub w przypadku pozostawiania w nieodwadnialnych elementach wody (lub kondensatu pary wodnej) z korozją mokrą. W znacznej większości wypadków zwiększenie wilgotności względnej powyżej wilgotności krytycznej powoduje gwałtowny wzrost szybkości korozji. Wilgotność krytyczna jest zmienna i zależy między innymi od stanu powierzchni metalu i zanieczyszczeń. Najczęściej waha się ona w granicach 60 - 75%. Przy wilgotności względnej powietrza powyżej 80% szybkość korozji może być bardzo znacząca.

Oczywiście pojęcie „korozji postojowej” to pewne hasło i uogólnienie obejmujące w swojej nazwie cały przekrój mechanizmów korozji właściwych dla danego miejsca w układzie, warunków środowiskowych, stanu urządzeń w momencie odstawienia do postoju i wielu innych czynników istotnych z punktu widzenia zagrożenia korozyjnego. Wśród dominujących mechanizmów korozji można wyróżnić między innymi:

- korozję galwaniczną (na styku dwóch metali),
- korozję wżerową (pitting),
- korozję szczelinową,
- korozję selektywną,
- korozję kwasową,
- korozję mikrobiologiczną,
- korozję naprężeniową.

Uszkodzenia metalu w wyniku korozji postojowej (jednostkowych mechanizmów jw. lub ich kombinacji) mogą mieć charakter korozji ogólnej (równomiernej), która jest relatywnie mało groźna, z uwagi na to że jej skutki są policzalne i możliwe do uwzględnienia w powszechnie stosowanych strategiach utrzymaniowych. Niestety korozja ogólna nigdy nie występuje sama, a zwykle z uszkodzeniami korozyjnymi przebiegających w skali lokalnej, których efekty są dużo bardziej niebezpieczne i generalnie nie do wykrycia przed momentem wystąpienia uszkodzenia.

Większość stali kotłowych, zarówno ferrytyczno-banicycznych jak i martenzytycznych (9-12%Cr) ulega korozji według powyższego mechanizmu. Stale austenityczne są z reguły odporne korozyjnie na powyższe czynniki z wyjątkiem chlorków ulegających zateżnieniu w związku z odparowaniem kondensatu z powierzchni metalu.

Pozostałe materiały konstrukcyjne spotykane w elektrowniach, jak stopy miedzi i aluminium są również podatne na różnego rodzaju procesy korozyjne związane z postojem urządzeń.

Konserwacja urządzeń na czas długotrwałego postoju

Wybór metody konserwacji z jednej strony zależy od lokalnych uwarunkowań technicznych, z drugiej od czasu i częstotliwości planowanych odstawięć.

Podejmując decyzję o wyborze metody konserwacji trzeba wziąć pod uwagę m.in. poniższy zakres zagadnień:

- częstotliwość odstawięć,
- czas odstawienia do rezerwy,
- maksymalny dostępny czas na ponowne uruchomienie,

- obsługę i wydatki na „technikę” samego procesu konserwacji,
- wtórne oddziaływanie na człowieka i elementy zabezpieczonego układu,
- utylizację środków konserwujących,
- zagrożenie mrozem,
- efektywność ekonomiczną.

W długotrwałym procesie postoju niezmiernie ważne, a często decydujące o sukcesie procesu konserwacji jest prowadzenie dokładnych pomiarów parametrów środowiska i efektywności procesu konserwacji z ciągłym ich monitorowaniem i odpowiednią reakcją na zmiany.

Dla urządzeń bloku energetycznego, spośród różnych metod konserwacji mamy do wyboru:

- konserwację mokrą,
- konserwację suchą,
- konserwację z wykorzystaniem gazów obojętnych,
- konserwację z wykorzystaniem lotnych inhibitorów korozji.

Wybór metody konserwacji, a w przypadku całego bloku kombinacji metod, musi odbywać się w oparciu o dokładne rozeznanie konstrukcji grup urządzeń w poszczególnych węzłach technologicznych, możliwość hermetyzacji, warunków klimatycznych, lokalnych uwarunkowań technicznych. Możliwość hermetyzacji lub nie elementów bloku w dużym stopniu „rządzi” wyborem metody konserwacji, stąd podział elementów (węzłów) bloku.

- I. Z możliwością całkowitej hermetyzacji (odcienia od atmosfery zewnętrznej):
 - a) kocioł po stronie czynnika obiegowego,
 - b) trakt wody zasilającej, zbiornik wody zasilającej, odgazowywacz,
 - c) regeneracja po stronie wody zasilającej.
- II. Z częściową możliwością hermetyzacji:
 - a) układ przepływowi turbiny,
 - b) układ chłodzenia generatora,
 - c) strona parowa regeneracji,
 - d) kondensator po stronie parowej.
- III. Bez możliwości hermetyzacji:
 - a) kocioł po stronie spalin,
 - b) elektrofiltr,
 - c) obrotowy podgrzewacz powietrza,
 - d) inne.

Część urządzeń bloku energetycznego (m.in. wentylatory, dmuchawy, układ wyprowadzenia spalin, układ odpopielenia, układ rozpałkowy, układy olejowe, różnego rodzaju pompy technologiczne, w tym zasilające i inne) nie podlega (głównie ze względu na ograniczenia techniczne i brak skutecznej oraz racjonalnej ekonomicznie metody zabezpieczenia) procesowi konserwacji niezależnie od czasu postoju. Tym niemniej w okresie długotrwałego postoju powinny być one objęte nadzorem obejmującym wykonanie określonych działań właściwych dla danej grupy urządzeń.

Oprócz ww. grup urządzeń nadzorem na okres długotrwałej eksploatacji powinny zostać objęte również układy technologiczne niezwiązane bezpośrednio z danym blokiem energetycznym, ale krytyczne dla jego pracy (np. układ przygotowania wody). Ma to szczególne znaczenie w przypadku kiedy wyłączenie do długotrwałej rezerwy oznacza praktycznie zatrzymanie zakładu.

Strategie utrzymaniowe a długotrwały postój

Z definicji Asset Management – *Zarządzanie aktywami infrastruktury jest połączeniem zarządzania finansowego, gospodarczego, technicznego i innych praktyk stosowanych w odniesieniu do aktywów fizycznych w celu zapewnienia wymaganego poziomu usług w najbardziej ekonomiczny sposób. Obejmuje ona zarządzanie całym cyklem życia, w tym: projektowanie, budowę, rozruch, eksploatację, utrzymanie, naprawy, modyfikację, zastępowanie i likwidację.*

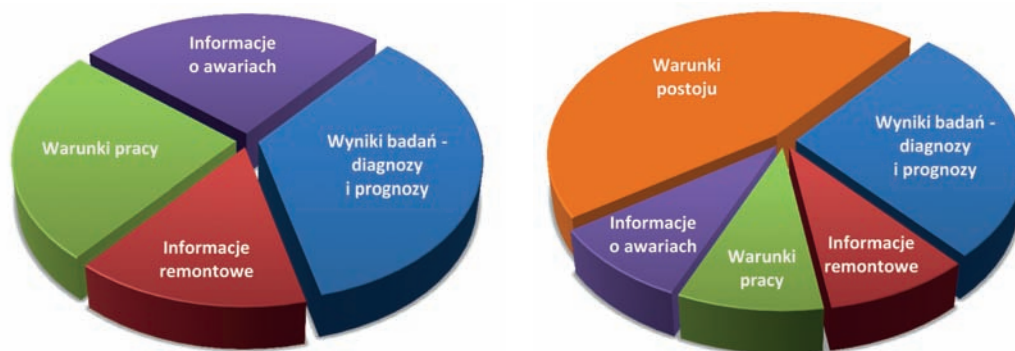
Jak z powyższej definicji wynika w widełkach czasu pomiędzy rozruchem a zastępowaniem i likwidacją mamy do czynienia z *eksploatacją* (pracą) przerywaną okresami związanymi z utrzymaniem (np. remontami). Jest to dość logiczny ciąg zdarzeń, wynikający z funkcji, jakie ma do spełnienia dana infrastruktura, w naszym przypadku blok energetyczny, który w teorii powinien produkować energię elektryczną i/lub ciepłą. Co jednak w przypadku kiedy *eksploatacja* to długotrwały postój przerywany jedynie epizodami związanymi z pracą i ... postojami remontowymi.

EN ISO 8044 definiuje korozję jako „fizyko-chemiczną interakcję pomiędzy materiałem a środowiskiem, rezultatem której są zmiany we właściwościach materiału i które mogą prowadzić do znaczącej utraty funkcji materiału w środowisku lub systemie technicznym, którego jest częścią”.

Naczelna zasada dość popularnej w Polsce i polskiej energetyce metody optymalizacji strategii remontowych RCM (Reliability Centered Maintenance) mówi – *nie remontujemy urządzeń, remontujemy ich funkcje*. Remont funkcji w przypadku korozji postojowej to nic innego jak jej skuteczne zapobieganie.

Czy popularne, wykorzystywane w energetyce strategie utrzymaniowe (TBM, CBM, RBM) uwzględniają taką logikę pracy – raczej nie. Nawet te najprostsze, jak TBM zakładająca badania elementów w ściśle określonych przedziałach czasowych (np. rewizje UDT), nie wspominając już o bardziej zaawansowanych, jak strategii oparte na kryterium stanu technicznego (CBM), czy ocenie ryzyka (RBM) wymagają zasilania na wstępie danymi dotyczącymi stanu technicznego urządzeń. Danymi teoretycznymi, statystycznymi, danymi z kontroli eksploatacji, danymi z badań diagnostycznych w trakcie postojów remontowych, wszystkimi jakie są niezbędne do określenia diagnozy i prognozy dalszej pracy. Co w sytuacji długotrwałego postoju, gdzie statystyce brakuje źródeł, teoria pozwala na szacowanie skali skutków tylko niewielkiej części zagadnień korozyjnych, eksploatacja dostarcza tylko niewielkiego procenta danych (o ile dostarcza), a diagnostyka remontowa to dość odległa perspektywa, możliwe że poza zasięgiem urządzeń skazanych na długotrwały postój. Co w sytuacji kiedy trwałością urządzeń (czy ich elementów) rządzi postój i postęp różnego rodzaju niekorzystnych procesów pod wspólną nazwą korozji postojowej. Odpowiedź wydaje się oczywista – **konserwujemy urządzenia** na okres długotrwałego postoju, tak skutecznie, aby prognoza dalszej pracy elementów urządzeń z okresu przed odstawieniem była możliwie aktualna po ponownym uruchomieniu. Jednocześnie prognoza musi być weryfikowana w oparciu o ciągły monitoring systemowo zorganizowanych badań parametrów środowiska i stanu zabezpieczenia elementów urządzeń.

Wydaje się, że w przypadku urządzeń pozostających w długotrwałym postoju przerywanym pracą, do czterech najważniejszych źródeł wiedzy o stanie technicznym urządzeń



Rys. 1. Źródła wiedzy dla wiedzy o stanie technicznym urządzeń

(diagnostyka, informacje remontowe, warunki pracy, informacje o awariach), dochodzi jeszcze jedno, możliwe że najistotniejsze – **informacje o postoju** (rys. 1).

Podsumowanie i wnioski

- Z uwagi na sytuację na rynku energii, jednym z trybów „pracy” części konwencjonalnych urządzeń wytwórczych może stać się długotrwały postój.
- Negatywne efekty długotrwałego postoju urządzeń energetycznych wpływające na ich stan techniczny są zdecydowanie mniej przewidywalne niż negatywne efekty związane z pracą.

- Konserwacja urządzeń na okres długotrwałego postoju w rezerwie w połączeniu z właściwym poziomem kontroli i obsługi w tym czasie jest jedyną gwarancją ponownego i efektywnego wprowadzenia urządzeń do ruchu.
- Strategie utrzymaniowe właściwe dla urządzeń wytwórczych pracujących w typowym cyklu praca - remont nie będą miały zastosowania dla urządzeń pozostających w długotrwałym postoju. Długotrwały postój generuje nowe warunki, istotne z punktu widzenia żywotności urządzeń, które powinny zostać w odpowiedni sposób uwzględnione w obecnych strategiach zarządzania majątkiem.



Ryszard Grzelka, Aleksander Iwaniak
Plasma SYSTEM S.A.

Sławomir Rajca, Ewald Grzesiczek
Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” sp. z o.o.

Diagnostyka i regeneracja łopatek wirników turbin parowych metodami spawania laserowego, napawania laserowego oraz nanoszenia powłok

Diagnostics and regeneration of blades of steam turbines' rotors using the methods of laser welding, laser padding and coatings' application

Przyczyny powstawania ubytków łopatek

Trwałość łopatek roboczych wirników jest bardzo trudna do określenia, ich stan techniczny zależy od bardzo wielu czynników.

W najbardziej ogólny sposób ich podział można przedstawić następująco:

- konstrukcyjne,
- eksploatacyjne,
- remontowe.

Właściwie zaprojektowany, eksploatowany i remontowany układ łopatkowy może przepracować około 250 000 godzin, znane są również w energetyce przykłady dłuższej pracy łopatek. Zdarza się jednak, zwłaszcza w ostatnim czasie, że trwałość łopatek może nie przekraczać 50 tys. godz.

Łopatki turbin parowych obciążane są w czasie pracy siłami kinetostatycznymi oraz statycznym i dynamicznym naporem czynnika [1].

Do przyczyn bezpośrednich uszkodzenia łopatek należy zaliczyć:

- zmęczenie,
- korozję (naprężeniową, zmęczeniową, postojową),
- uszkodzenie ciałem obcym.

Do przyczyn pośrednich, wywołujących uszkodzenia łopatek możemy zaliczyć:

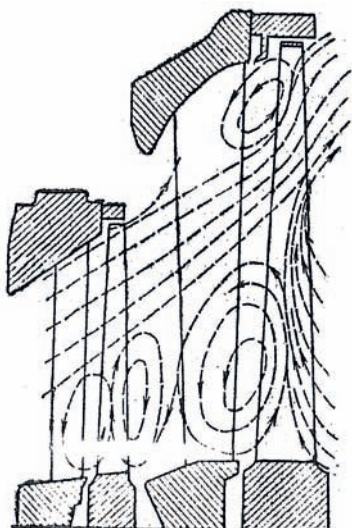
- błędy eksploatacyjne:
 - błędy obsługi,
 - warunki pracy,
 - parametry czynnika (cieplne i chemiczne).
- błędy konstrukcyjne:
 - projektowe,
 - wykonawcze,
 - montażowe, remontowe.

Erozja łopatek

Z erozją krawędzi wlotowych łopatek spotykamy się od bardzo dawna. Wzrost sprawności części NP to również wzrost niebezpieczeństwa erozji krawędzi wlotowych. Oddzielną sprawą jest erozja krawędzi wylotowych. Można powiedzieć, że w energetyce obowiązuje zasada, że układ przepływowy chłodzony jest parą przepływającą do części NP, a przestrzeń parowa na wylocie przez wtrysk kondensatu.

Przy niskich obciążeniach części NP występuje przepływ nawrotny (recyrkulacja), tj. zasysanie pary wylotowej do układu przepływowego (rys.1).

Zasysana para mokra powoduje erozję krawędzi wlotowych ostatnich stopni.



Rys. 1. Recyrkulacja pary wylotowej (wg danych literaturowych)

Zmieniające się warunki eksploatacji turbin parowych:

- intensywne regulacje,
- obniżane minima techniczne,
- zwiększona liczba uruchomień,

stwarzają warunki, w których erozja krawędzi wylotowych może przebiegać w intensywny sposób.

Przykłady uszkodzeń łopatek różnych typów turbin

Ogólny podział uszkodzeń łopatek turbin parowych ze względu na przyczyny ich powstania zaprezentowano w pierwszym rozdziale artykułu. Poniżej zaprezentowano przykłady różnych rodzajów uszkodzeń.

- Uszkodzenia wynikające z warunków pracy:
 - erozja krawędzi wlotowych ostatnich stopni części NP (rys. 2 -9),
 - erozja krawędzi wylotowych ostatnich stopni części NP (rys.10-15).
- Uszkodzenia zmęczeniowe łopatek pracujących w pobliżu upustów (rys. 16-18).
- Uszkodzenia ciałem obcym (rys. 19-20).
- Uszkodzenia korozyjne (rys. 21-27).
- Uszkodzenia remontowe (wtórne po lutowaniu) (rys. 28-29).



Rys. 2. Ubytki erozyjne na krawędzi wlotowej. Turbina 360 MW, wirnik NP



Rys. 3. Ubytki erozyjne na krawędzi wlotowej. Turbina 360 MW, wirnik NP

Rys. 4. Ubytki erozyjne na krawędzi wlotowej. Turbina 200 MW, wirnik NP



Rys. 5. Ubytki erozyjne na krawędzi wlotowej. Turbina 200 MW, wirnik NP



Rys. 6. Ubytki erozyjne na krawędziach wlotowych. Turbina 200 MW, wirnik NP



Rys. 7. Ubytki erozyjne na krawędziach wlotowych. Turbina 200 MW, wirnik NP



Rys. 8. Ubytki erozyjne na krawędziach wlotowych. Turbina 100 MW, wirnik NP



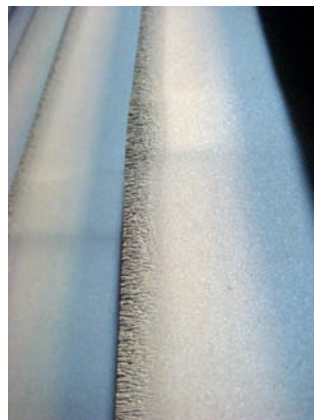
Rys. 9. Ubytki erozyjne na krawędziach wlotowych. Turbina 100 MW, wirnik NP



Rys. 10. Ubytki erozyjne na krawędziach wlotowych. Turbina 200 MW, wirnik NP



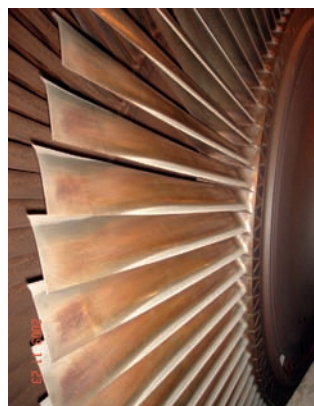
Rys. 11. Ubytki erozyjne na krawędziach wylotowych. Turbina 200 MW, wirnik NP



Rys. 12. Ubytki erozyjne na krawędziach wylotowych. Turbina 200 MW, wirnik NP



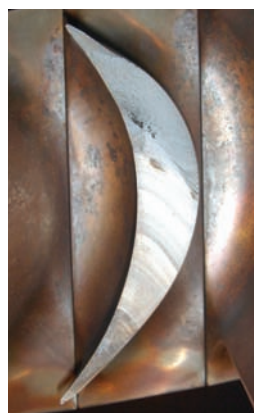
Rys. 13. Ubytki erozyjne na krawędziach wylotowych. Turbina 120 MW, wirnik NP



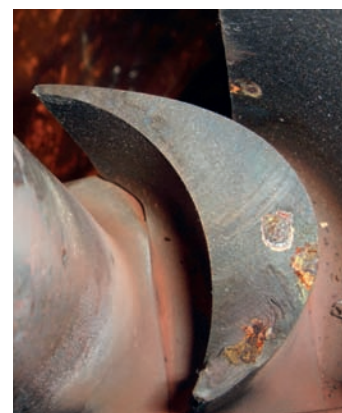
Rys. 14. Ubytki erozyjne na krawędziach wylotowych. Turbina 120 MW, wirnik NP



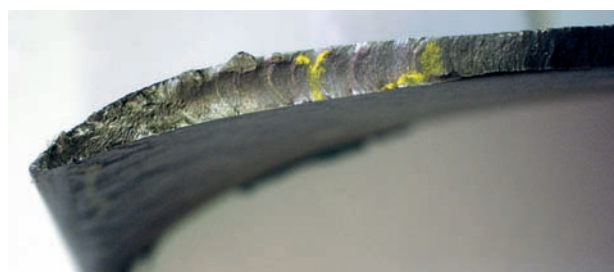
Rys. 15. Ubytki erozyjne na krawędziach wylotowych. Turbina 120 MW, wirnik NP



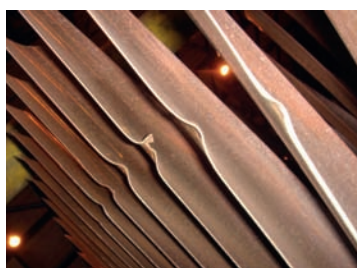
Rys. 16. Uszkodzenie zmęczenie łopatki. Turbina 120 MW, wirnik NP



Rys. 17. Uszkodzenie zmęczenie łopatki. Turbina 30 MW, wirnik WP



Rys. 18. Uszkodzenie zmęczenie łopatki. Turbina 50 MW, wirnik SP



Rys.19. Uszkodzenia ciałem obcym, krawędzi wylotowej. Turbina 120 MW, wirnik NP



Rys. 20. Uszkodzenia ciałem obcym, krawędzi wylotowej. Turbina 200 MW, wirnik WP



Rys. 21. Korozja postojowa. Turbina 100 MW, wirnik NP



Rys. 22. Korozja postojowa. Turbina 30 MW, wirnik NP



Rys. 23. Korozja postojowa. Turbina 25 MW, wirnik turbiny



Rys. 24. Korozja postojowa. Turbina 25 MW, wirnik turbiny



Rys. 25. Korozja postojowa. Turbina 5 MW, wirnik turbiny



Rys. 26. Korozja postojowa. Turbina 100 MW, wirnik turbiny



Rys. 27. Korozja postojowa. Turbina 100 MW, wirnik turbiny



Rys. 28. Układ łopatkowy wirnika turbiny 30 MW porażony korozją postojową



Rys. 29. Układ łopatkowy wirnika turbiny 30 MW porażony korozją postojową

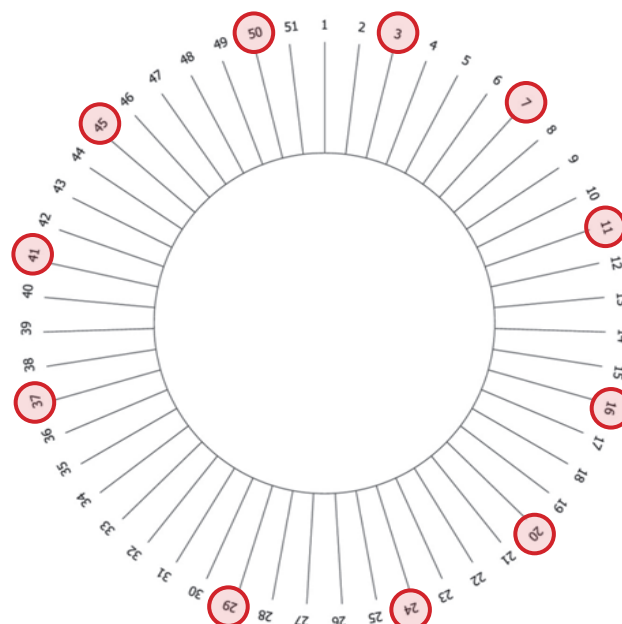
Ochrona krawędzi wlotowych łopatek

Krawędzie wlotowe łopatek mogą być chronione przed nadmierną erozją

- metodami tradycyjnymi:
 - hartowanie krawędzi,
 - zabudowanie nakładek stelitowych,
 - odprowadzenie skroplin w górnej części tarczy kierowniczej;
- metodami innowacyjnymi:
 - natryskiwanie cieplne powłok ochronnych,
 - napawanie laserowe warstw stelitowych.

Analiza geometrii ubytków łopatek w odniesieniu do łopatki referencyjnej

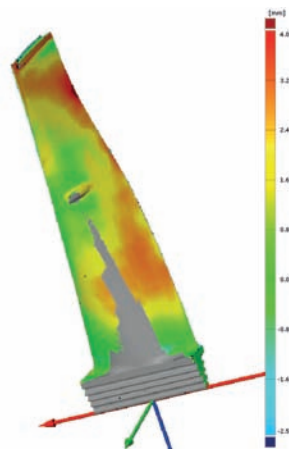
W opinii *Pro Novum* (ale również i w opinii producentów turbin) erozja krawędzi wlotowych i wylotowych powinna być systematycznie mierzona. Próby wykonywania tych pomiarów rozpoczęto około 10 lat temu; początkowo brano odciski krawędzi łopatek, potem wykonywano pomiary geometrii przy zastosowaniu różnych narzędzi pomiarowych, ale zawsze z użyciem suwmiarki.



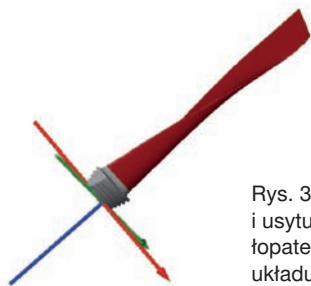
Rys. 30. Rozmieszczenie łopatek wytypowanych do pomiarów geometrii

Od kilku lat *Pro Novum* stosuje skanowanie łopatek skanem optycznych oraz analizę cyfrową geometrii z zastosowaniem łopatki referencyjnej.

W przypadku braku łopatki referencyjnej pierwszy pomiar traktuje się jako bazowy (zerowy) w stosunku do przyszłych pomiarów. Przed rozpoczęciem skanowania wybiera się łopatki podlegające pomiarom (narzuca siatkę – przykład na rys. 30). Następnie można zbudować obraz skanowanej łopatki (rys. 31, 32).

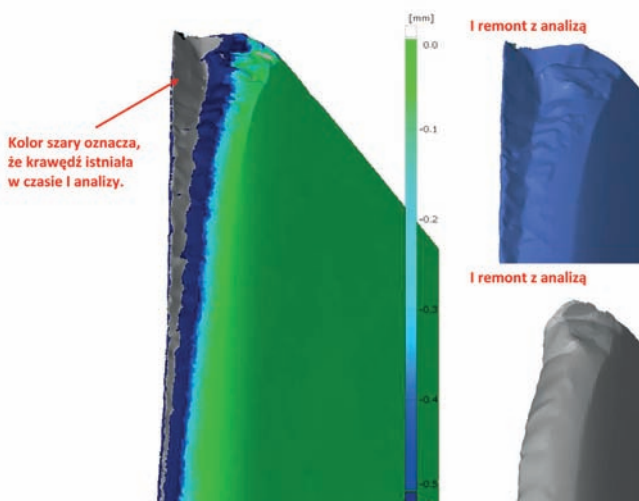


Rys. 31. Bazowanie stopek łopatek: odniesienia i po eksploatacji. Widoczne różnice geometryczne piór łopatek

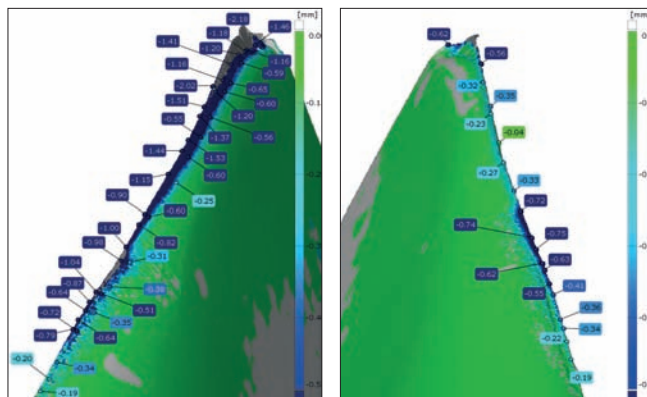


Rys. 32. Bazowanie piór i usytuowanie skanów łopatek względem przyjętego układu współrzędnych

Metoda daje bardzo dobre rezultaty i pozwala na szybką i dokładną ocenę wielkości ubytku wybranych do analizy łopatek, w czasie kolejnych remontów. Przykłady pomiarów wielkości ubytków erozyjnych w kolejnych latach przedstawiono na rysunkach 33-35.



Rys. 33. Całkowite ubytki materiału łopatki



Rys. 34. Ubytki materiału łopatki Rys. 35. Ubytki materiału łopatki

Własności materiału łopatki i warstwy regeneracyjnej

Własności materiału łopatki

Materiały nowej generacji (pozycja 1-3 tab. 1) jak również materiały stosowane od dawna w energetyce (pozycja 4-5 tab. 1) cechują się bardzo wysokimi własnościami wytrzymałościowymi oraz dużą czystością metalurgiczną. Wysokie wymagania stawiane tym materiałom mają na celu zapewnienie bezpiecznej i niezawodnej pracy przy bardzo wysokich obciążeniach mechanicznych i cieplnych oraz erozyjno-korozyjnych.

Tabela 1

Własności wytrzymałościowe ostatnich łopatek turbiny parowych wg norm przedmiotowych

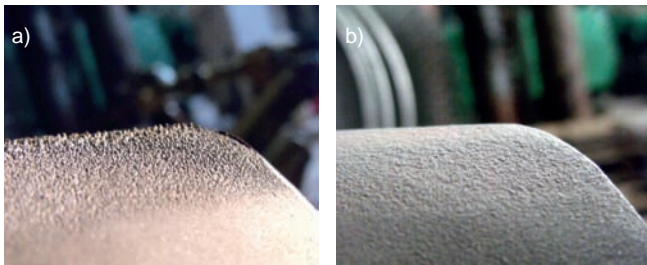
Materiał	R_{eT} , MPa	R_{mT} , MPa	A, %	Twardość HB
M-152 LESCALLOY JETHET	827	1034	20	211
1X12H2B2MΦ (ЭИ961)	686-833	833 _(min)	15	269-321
X22CrMoV12-1 (ST12T)	600-700	800-1050	11-14	~280
15H11MF	590	710	15	204-252
2H13	450	650-800	16	189-241

Własności materiałów warstwy regeneracyjnej

W celu ochrony łopatek turbin parowych oraz energetycznych stosuje się natryskiwanie cieplne powłok m.in. metodą plazmową (APS) i metodą naddźwiękową HVOF [1, 8-11]. Zaletą tych technik jest znikome oddziaływanie cieplne na pokrywany element – jego temperatura w trakcie procesu nie wzrasta powyżej 100 - 150°C. Nanoszone warstwy mają stosunkowo niską porowatość (maksymalnie od 0,5% do 3%), co zapewnia dobrą odporność na erozję i korozję. Proces pokrywania realizowany jest na zrobotyzowanych stanowiskach, co zapewnia powtarzalność parametrów procesowych i właściwą jakość wykonania powłoki oraz jednakowy przyrost powłoki (grubość, masa) na powierzchni każdej łopatki. Obróbka końcowa naniesionych powłok (szlifowanie, polerowanie) sprawia, że powierzchnia łopatki cechuje się wysoką gładkością, co ogranicza zawirowania strumienia pary przepływającej przez turbinę. Na rysunku 37 zamieszczono przykładową łopatkę przed i po procesie natryskiwania cieplnego powłoki ochronnej.



Rys. 36. Proces natryskiwania ciepłego powłok antyerozyjnych realizowany na wirniku turbiny parowej na łopatkach stopnia 5. wirnika NP turbiny TK-120



Rys. 37. Łopaska turbiny energetycznej przed (a) i po (b) procesie nałożenia powłoki ochronnej techniką natryskiwania ciepłego



Rys. 38. Przykład zabezpieczenia łopatki turbiny energetycznej węglkową powłoką ochronną natrykiwaną ciepłnie przy zastosowaniu międzywarstwy

Zaletą technologii natryskiwania ciepłego jest możliwość nanoszenia powłok bezpośrednio na wirniku turbiny, powłok o różnym składzie fazowym i chemicznym, a co za tym idzie także i właściwościach. Sprawia to, że w tej samej turbinie łopaski na kolejnych jej stopniach można pokrywać stosując różne rodzaje materiałów powłokowych, np.: Cr₃C₂+ NiCr, WC-Co, WC-NiCr-Ni, Co-Ni-Cr-Mo-Fe-Si-C, Ni-Cr-B-Si-Fe-C. Stosowanie międzywarstw eliminuje niekorzystne zjawiska, jak np. współczynnik rozszerzalności liniowej materiału powłoki i podłoża, co zwiększa

skuteczność stosowanego zabezpieczenia. Na rysunku 38 zaprezentowano przykład łopatki turbiny energetycznej zabezpieczonej natrykiwaną węglkową powłoką ochronną. Międzywarstwa (faza przejściowa) kompensuje naprężenia pomiędzy metalicznym podłożem a węglkową powłoką.

Choć technologia natryskiwania ciepłego daje możliwości skutecznej ochrony powierzchni łopatek, w przypadku erozji (np. na ostatnich stopniach turbiny) nie jest rozwiązaniem dającym maksymalną ochronę łopatki. Jednym z powodów jest m.in. grubość powłoki, która w przypadku ceramiki nie powinna przekraczać 200 μm.

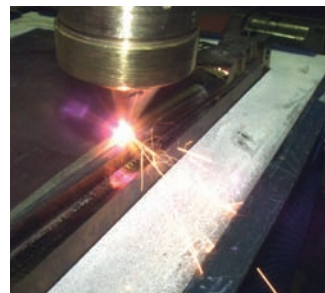
Przy większej grubości powłoki istnieje niebezpieczeństwo obniżenia adhezji powłoki do podłoża lub/i wystąpienia niekorzystnych naprężeń w objętości powłoki mogących doprowadzić do jej odwarstwienia od powierzchni pióra łopatki.

Natryskiwanie ciepłe

Napawanie laserowe (z ang. laser cladding) znajduje coraz większe zastosowanie w przemysłowych technologiach wytwarzania maszyn i urządzeń, także w obszarze energetyki. Spadek cen urządzeń do napawania laserowego oraz intensywne prace badawcze w zakresie doskonalenia tej technologii sprawiają, że jest ona konkurencyjna w stosunku do konwencjonalnych metod zabezpieczenia powierzchni roboczych elementów konstrukcyjnych.

Firma *Plasma System* w efekcie prac badawczo-rozwojowych prowadzonych, we współpracy z Instytutem Nauki o Materiałach Politechniki Śląskiej w Katowicach, opracowała technologię laserowego nakładania powłok zabezpieczających powierzchnię łopatek turbin parowych. Technologia ta po testach laboratoryjnych i wykonanych testach eksploatacyjnych w warunkach przemysłowych jest już obecnie stosowana w skali przemysłowej.

Proces napawania laserowego jest prowadzony na specjalistycznych, zrobotyzowanych stanowiskach (rys. 39). Zapewnia to powtarzalność procesu wytwarzania powłok oraz pełną kontrolę parametrów procesowych. Każda łopaska po procesie napawania, jeszcze przed obróbką mechaniczną, przechodzi badania mające na celu ocenę jakości nakładanych powłok. Przeprowadza się m.in. badania penetracyjne w celu wykrycia obecności pęknięć (rys. 40).



Rys. 39. Napawanie laserowe łopatki turbiny parowej na specjalistycznym stanowisku do nakładania powłok



Rys. 40. Widok powierzchni łopatki po napawaniu w trakcie wykonywania kontroli na obecność ewentualnych pęknięć (badania penetracyjne) – brak pęknięć w napawanej laserowo warstwie

W efekcie otrzymuje się powłoki o trwałym metalurgicznym połączeniu z podłożem przy jednoczesnym ograniczeniu strefy wpływu ciepła w pokrywanym materiale – strefa wpływu ciepła SWC nie przekracza w napawanych łopatkach 0,5 mm. W zależności od typu łopatki i warunków jej pracy istnieje możliwość regulacji grubości napawanej powłoki, która może wynosić od 0,3 mm do nawet kilku mm. Zwiększenie grubości powłoki uzyskuje się poprzez napawanie kolejnej warstwy na pokrywanym elemencie. Spośród badanych powłok najlepsze doświadczenia eksploatacyjne uzyskano dla napawanych warstw stellite 6 (rys. 41). Powłoki z tego materiału charakteryzują się praktycznie brakiem porowatości i bardzo dobrą odpornością na niszczenie erozyjno-kawitacyjne.



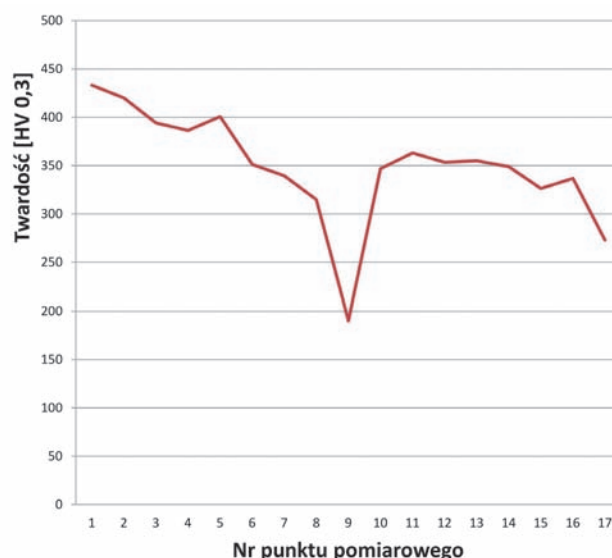
Rys. 41. Przykład mikrostruktury napawanej laserowo powłoki stellite 6 na powierzchni łopatki parowej – powierzchnia przed obróbką mechaniczną (zgodz. poprzeczny nietrawiony, LM)

Podobnie jak w przypadku nanoszenia powłok ochronnych na łopatkach metodami natryskiwania cieplnego, również przy wytwarzaniu warstw z użyciem napawania laserowego można stosować międzywarstwy buforowe (rys. 42). Taka międzywarstwa, charakteryzująca się m.in. mniejszą twardością (rys. 43), kompensuje naprężenia cieplne powstające przy napawaniu łopatki oraz naprężenia mogące powstawać już w trakcie eksploatacji turbiny.

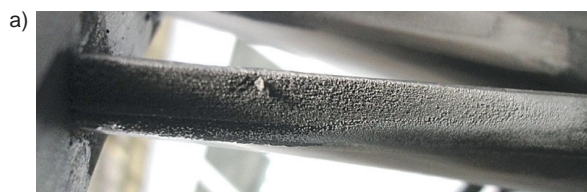
Prawidłowo przeprowadzony proces napawania laserowego zapewnia uzyskanie na powierzchni łopatki jednorodnej powłoki ochronnej, przy ograniczeniu strefy wpływu ciepła w materiale rodzimym pokrywanego elementu. W połączeniu z właściwie dobraną i naniesioną międzywarstwą znacząco zwiększa to skuteczność wykonanego zabezpieczenia ochronnego. Należy także wspomnieć o bardzo ważnym aspekcie związanym z niezawodnością zastosowanego rozwiązania. Zarówno sama międzywarstwa, jak i właściwa powłoka stelliteowa, mają połączenie metalurgiczne z rdzeniem pokrywanej łopatki. Zapewnia to wysoką trwałość, a co za tym idzie także niezawodność w trakcie użytkowania turbiny.



Rys. 42. Przykładowa mikrostruktura napawanej laserowo powłoki stellite 6 na powierzchni łopatki parowej z zastosowaniem międzywarstwy



Rys. 43. Rozkład twardości w warstwie wierzchniej napawanej laserowo łopatki stellite 6 z zastosowaniem międzywarstwy (punkty pomiarowe odpowiadają tym z rys. 42)



Rys. 44. Widok powierzchni (krawędzi natarcia) łopatek na wieńcu podczas rewizji po dwóch latach eksploatacji turbiny parowej TC 1201:
a) łopatka bez powłoki – widoczne ślady zniszczenia w efekcie erozji;
b) łopatki z napawaną laserowo powłoką ze stellite 6 – powierzchnia łopatki nie wykazuje większych śladów zużycia

W trakcie wykonywanych testów eksploatacyjnych w warunkach przemysłowych testowano łopatki pokryte różnymi powłokami, m.in. stellite 6. Łopatki zabezpieczone powłokami zamontowano w turbinie TC 1201. Turbina została włączona do ruchu i pracowała w sposób ciągły z szybkością wynoszącą 7200 obr./min. Przeprowadzono okresowe rewizje urządzenia i poddawano stan powierzchni napawanych laserowo łopatek.

Kontrola wykonana po dwóch latach eksploatacji wykazała, że spośród zastosowanych powłok, te wykonane ze stellite 6 charakteryzowały się bardzo małym stopniem zużycia powierzchni (rys. 44b) – zwłaszcza w odniesieniu do łopatek niezabezpieczonych. Na łopatkach bez powłoki ochronnej dało się zauważyć okiem nieuzbrojonym widoczne ślady zużycia erozyjnego w obszarze przy krawędzi natarcia łopatki (rys. 44a).

Podsumowanie

Zastosowanie technologii napawania laserowego powłok na łopatkach turbin parowych stanowi alternatywę dla metod tradycyjnych zabezpieczania tych elementów turbiny (nakładki, hartowanie). Przeprowadzone prace badawcze pozwoliły na opracowanie technologii wytwarzania powłok ochronnych na bazie stellite 6. Warstwy te odznaczają się wysoką skutecznością ochronną w warunkach testów laboratoryjnych i tych wykonanych w warunkach przemysłowych. W odniesieniu do obecnie stosowanych technik zabezpieczania powierzchni łopatek, napawanie laserowe zapewnia wysoką jakość otrzymywanych warstw, m.in. brak porowatości powłoki oraz wysoką przyczepność do podłoża (powłoka i podłoże stanowią jednolity materiał w efekcie przetopienia i uzyskania metalurgicznego połączenia). Zapewnia to właściwą ochronę pokrywanego elementu, przy jednoczesnym braku ryzyka oderwania samej warstwy, zarówno w trakcie jej wytwarzania, jak i w czasie eksploatacji.

Pozytywne, dwuletnie wyniki testów eksploatacyjnych turbiny parowej z łopatkami zabezpieczonymi powłokami napawanymi laserowo pozwalają na stwierdzenie, iż zastosowana powłoka stellite 6 stanowi skuteczną ochronę przeciw niszczeniu erozyjno-kawitacyjnemu. Użyta metoda laserowego nakładania powłok zapewnia wysoką trwałość pokrywanej łopatki, co powinno przekładać się na wydłużenie czasu bezawaryjnej pracy turbiny parowej.

Wnioski

- Badania diagnostyczne układów łopatkowych turbin parowych ujawniają wiele rodzajów uszkodzeń.
- Ilość i zakres uszkodzeń możemy ograniczać ograniczając przyczyny ich powstawania.
- Obecne wymagania stawiane blokom energetycznym:
 - praca w intensywnej regulacji,
 - praca poniżej minimum technologicznego,
 - zwiększona liczba uruchomień – podstawień sprzyjają powstawaniu większej liczby uszkodzeń i wzrostowi ryzyka awarii.

- Nowoczesna technika oferuje użytkownikom turbin parowych metody, do niedawna uważane za „kosmiczne”, regeneracji łopatek.
- Natryskiwanie cieplne i napawanie laserowe warstw stellite 6 stanowi skuteczną alternatywę dla tradycyjnych metod zabezpieczenia powierzchni łopatek przed erozją.
- Powyższe technologie umożliwiają nanoszenie powłok ochronnych na dowolny materiał łopatki bez zmiany własności eksploatacyjnych materiału podstawowego i zmiany geometrii łopatki.
- Połączenie potencjału firmy oferującej nowoczesne technologie nanoszenia na łopatki turbin powłok ochronnych z możliwościami badawczymi i doświadczeniem firmy diagnostycznej stwarza ewidentne korzyści użytkownikom turbin w postaci:
 - szybkiej identyfikacji rodzaju i zakresu uszkodzenia,
 - ograniczenia kosztów poprzez wybór optymalnego momentu i technologii naprawy.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Dobosiewicz J., Niektóre przyczyny uszkodzeń łopatek turbin parowych. Biuletyn *Pro Novum* 1/2013, *Energetyka* 2013.
- [2] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 145.3025/2013. Praca niepublikowana.
- [3] Opinia Techniczna *Pro Novum* nr OT.031.543/2012. Praca niepublikowana.
- [4] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 006.2734/2012. Praca niepublikowana.
- [5] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 002.3182/2015. Praca niepublikowana.
- [6] Opinia Techniczna *Pro Novum* nr OT.098.0957/2014. Praca niepublikowana.
- [7] Opinia Techniczna *Pro Novum* nr OT.068.0716/2013. Praca niepublikowana.
- [8] Dobosiewicz J.: Eksploatacyjna przydatność turbin małej mocy po przekroczeniu 200 000 godzin pracy, *Energetyka* 1993, nr 7, s. 237.
- [9] Krzyżanowski J.: Erozja łopatek turbin parowych, Zakład Narodowy im. Ossolińskich, Warszawa 1991.
- [10] Stanisa B., Ivusic V.: Erosion behaviour and mechanisms for steam turbine rotor blades, *Wear* 186-187, 1995, s. 395.
- [11] Mazur Z., Garcia-Illescas R., Aguirre-Romano J., Perez-Rodriguez N.: Steam turbine blade failure analysis, *Engineering Failure Analysis* 15, 2008, s. 129.

Paweł Nitecki

PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.

Sławomir Białek

Netinfo Sp. z o.o.

Wojciech Murzynowski

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

Bezpieczeństwo systemów informatycznych korzystających z informacji procesowych elektrowni na przykładzie wybranych systemów informatycznych zainstalowanych w *PGE GiEK S.A.*

Security of it systems benefiting from the process information of power plant on the example of selected it systems installed in *PGE GiEK S.A.*

Przemysłowe systemy sterowań stanowią jeden z kluczowych elementów zapewniających ciągłość w przebiegu procesu technologicznego. Niezawodność eksploatacyjna systemów sterowania jest ważnym czynnikiem wpływającym na pracę urządzeń, która bezpośrednio wpływa na wskaźniki dyspozycyjności i awaryjność jednostek wytwórczych. Ze względu na swoją specyfikę, systemy sterowania są ściśle powiązane z urządzeniem oraz procesem technologicznym przez nie realizowanym. Odbywa się to poprzez wzajemne oddziaływanie – parametryzowanie obiektu – wypracowanie sygnałów sterowania i regulacji – oddziaływanie na elementy wykonawcze. Jest to działanie ciągłe mające na celu optymalne prowadzenie procesów technologicznych. Jego zadaniem jest także kontrolowanie granicznych stanów urządzeń, co ma zabezpieczyć je przed skutkami powstania awarii lub poważnych uszkodzeń skutkujących wyłączeniem jednostki z pracy na wiele miesięcy.

Systemy teleinformatyczne wykorzystywane w przemyśle

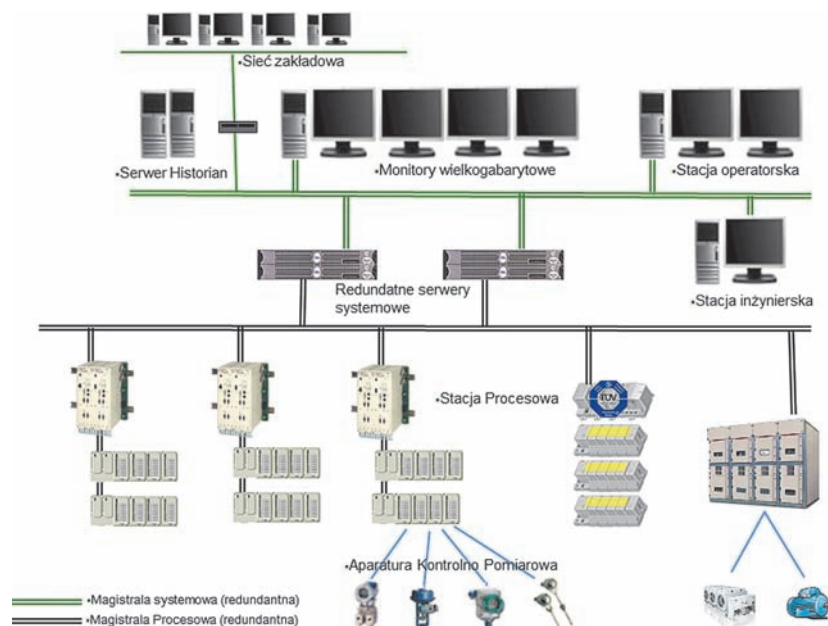
Systemy sterowań przeszły na przestrzeni lat długą drogę ewolucji: od pojedynczych urządzeń poprzez sterowniki lokalne wraz z modułami komunikacji, do urządzeń pracujących w warstwie aplikacyjnej umożliwiającej przejrzystą prezentację i wymianę danych.

W rezultacie rozwiązania teleinformatyczne, tak powszechne w życiu codziennym, znalazły swoje zastosowanie w architekturze systemów sterowania.

Systemy teleinformatyczne (ICT – ang. Information and Communication Technologies) można podzielić na dwie grupy rozwiązań: systemy informatyczne (IT – ang. Information Technology) oraz systemy sterowania przemysłowego (OT – ang. Operational Technology). Systemy IT zorientowane są na biznes i usługi obywateli (finanse, komunikacja, ERP – SAP, poczta elektroniczna itp.), czyli takie, gdzie teleinformatyka wspiera proces biznesowy lub wykorzystana jest do gromadzenia i przetwarzania danych, a także do udostępniania wiedzy. Natomiast systemy OT wspierają procesy technologiczne nadzorując i sterując urządzeniami produkcyjnymi w celu utrzymania ciągłości jego działania.

Na rysunku 1 przedstawiono przykładowy schemat przemysłowego systemu sterowania.

Środowisko przemysłowych systemów OT było przez długi czas środowiskiem zamkniętym, tzn. stosowane były wyłącznie dedykowane, specjalistyczne rozwiązania, charakterystyczne wyłącznie dla środowiska automatyki przemysłowej. Sieci przemysłowe były fizycznie odseparowane od sieci biurowych. Protokoły komunikacyjne były protokołami dedykowanymi dla przemysłu, sterowniki i kontrolery oparte były na dedykowanych systemach operacyjnych czasu rzeczywistego, a algorytmy sterowania kodowane w wyspecjalizowanych, dedykowanych językach programowania. Miniony wiek przyniósł wiele zmian w zamkniętym dotąd środowisku OT. Biznes zauważył dużą wartość danych z warstwy OT. Coraz częściej zaczął wykorzystywać dane pochodzące bezpośrednio z procesu technologicznego do prognozowania i planowania produkcji, kontrolowania wskaźników wydajności, jakości i dostępności.



Rys.1. Przykładowa architektura systemu sterowania

Odseparowane dotąd systemy IT i OT zaczęły się łączyć. Pomiędzy warstwą systemów klasy ERP a systemów SCADA (ang. – Supervisory Control and Data Acquisition) nadzorujących proces sterowania, powstały systemy optymalizacji produkcji klasy MES (ang. – Manufacturing Execution System). Sieć systemów sterowania coraz częściej opiera się na standardzie Ethernet i protokole TCP/IP. Stacje operatorskie posiadające funkcję sterowania, coraz powszechniej oparte są na systemie operacyjnym Windows lub Linux. Technologie bazujące na infrastrukturze telefonii komórkowej coraz częściej znajdują zastosowanie w przemysłowych systemach wymiany danych. Z aplikacjami typu SCADA współpracować mogą moduły, których zadaniem jest powiadamianie o zaistniałych zdarzeniach za pomocą wiadomości tekstowych SMS lub poczty elektronicznej. Niektóre systemy umożliwiają stworzenie WebSerwerów – czyli wizualizacji procesu technologicznego oglądanej przez przeglądarkę internetową.

Środowisko automatyki również dostrzegło ekonomiczne i organizacyjne zalety zastosowania technologii IT, do których między innymi można zaliczyć: powszechną dostępność urządzeń, powszechną znajomość systemów operacyjnych (Windows/Linux) i protokołów komunikacji (protokoły przemysłowe zastępowane przez standard TCP/IP). Niestety wraz z technologią IT przeniesione zostały zagrożenia, które wcześniej były obce dla przemysłowych systemów sterowania.

Zagrożenia bezpieczeństwa

Kiedyś systemy OT posiadały wyspecjalizowane i specyficzne dla tego środowiska rozwiązania. Zagrożenia dla ich funkcjonowania stanowiły przypadkowe błędy w produkcji czy związane z tym użytkowanie systemów teleinformatycznych. Celowy sabotaż sprowadzał się do fizycznej ingerencji na terenie zakładu. Ochrona obiektów przemysłowych ograniczała się więc

wyłącznie do ochrony fizycznej. Potrzeby zabezpieczenia systemów sterowania w inny sposób nawet nie rozważano. Dzisiaj możliwe jest przejęcie kontroli nad procesem technologicznym bez fizycznej obecności przy środowisku systemu. Sabotażysta może być oddalony o tysiące kilometrów, będąc jedynie wyposażony w komputer i dostęp do Internetu. Brak namacalnego zagrożenia i konsekwencji działania towarzyszące cyberprzestępcom jest bardzo poważnym zagrożeniem dla infrastruktury przemysłowej. Zapewnienie bezpieczeństwa systemom sterowania i nadzoru staje się podstawowym wymogiem. Zastosowanie technologii komunikacji IT wymaga uwzględnienia istniejących luk w zabezpieczeniach, które mogą być wykorzystywane przez potencjalnych napastników.

Cyberataki na przemysłowe systemy OT są coraz lepiej zorganizowane, przemyślane i ukierunkowane w celu dotarcia do sieci zakładowej oraz wpłynięcia na przebieg procesów. Pojawiły się zagrożenia, które stanowią dokładnie ukierunkowane i skomplikowane ataki. Zaplanowane one są przez organizacje posiadające odpowiednie środki finansowe, pozwalające im na długotrwałe prowadzenie określonych operacji. Od wielu lat ryzyko ataków na przemysłowe systemy sterowania infrastruktury krytycznej utrzymywało się w sferze fantazji. Jednak incydenty, jakie miały miejsce w ciągu kilku ostatnich lat pokazały, że obecnie stało się ono zagrożeniem rzeczywistym.

W 2010 r. złośliwe oprogramowanie Stuxnet doprowadziło do spowolnienia irańskiego programu wzbogacania uranu poprzez stopniowe niszczenie wirówek w obiekcie jądrowym. Był to pierwszy wykryty akt sabotażu wymierzony w systemy sterowania. Przeprowadzenie tego ataku wymagało wiedzy o: procesie przemysłowym, słabych stronach systemu operacyjnego, przemysłowych systemach sterowania oraz wiedzy na temat złośliwego oprogramowania i możliwości jego niezauważalnej instalacji. Złośliwe oprogramowanie, wniesione na teren zakładu przy pomocy przenośnego nośnika danych, przekłamywało dane przesyłane przez przemysłowe systemy sterowania. Niektóre

pomiary zostały zafalszowane w celu spowodowania odchylenia w normalnej pracy, a oczekiwane wartości były przesyłane do stacji operatorskiej. W ten sposób złośliwe oprogramowanie Stuxnet podstępnie doprowadziło do osłabienia jakości procesu, na skutek czego praca wirówek stała się niewłaściwa (za szybkie obroty) i spowodowała ich fizyczne uszkodzenie.

Coraz większa liczba dokonywanych kontroli oraz notowanie incydentów cybernetycznych na całym świecie wskazuje na konieczność stosowania odpowiednich środków bezpieczeństwa. Na rysunku 2 przedstawiono potencjalne zagrożenia, jakie mogą zaistnieć w systemach OT stosowanych powszechnie w zakładach produkcyjnych, w tym również w elektrowniach.

Jednym z możliwych scenariuszy jest atak na sterowniki, stacje operatorskie i serwery.

Zagrożenia mogą pochodzić z dwóch różnych kategorii źródeł: z zewnątrz lub z wewnątrz organizacji. Źródła zewnętrzne to hakerzy, którzy uwzględniając możliwości komunikacji potrafią uzyskać dostęp do komputerów (stacji operatorskich, serwerów) infrastruktury systemu OT. Po włamaniu się do systemu mogą spowodować poważne zagrożenia w utrzymaniu ciągłości procesu, jak również doprowadzić do zniszczenia urządzeń oraz narażenia ludzi na niebezpieczeństwo utraty zdrowia lub życia.

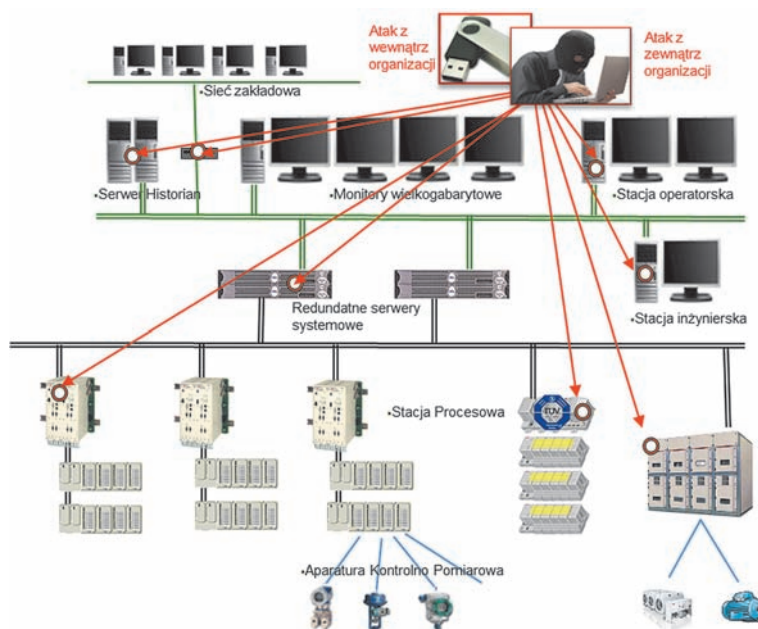
Druga kategoria zagrożeń to pracownicy służb wewnętrznych (niejednokrotnie „niezadowoleni pracownicy”) oraz firm z grona dostawców rozwiązań OT, którzy uzyskali legalny (serwisowy) dostęp do systemu i znaleźli się wewnątrz strefy bezpieczeństwa. Tacy pracownicy są bardzo niebezpieczni, ponieważ najczęściej bardzo dobrze znają wrażliwe punkty atakowanego systemu OT.

Podatności

Wykorzystywanie powszechnie w systemach OT rozwiązań realizowanych na bazie technologii IT stwarza potencjalne zagrożenia wynikające z wymienionych poniżej podatności.

1. Niewystarczająca kontrola dostępu zarówno fizycznego jak i logicznego, tzn.:
 - a) możliwość nieautoryzowanego i nierejestrowanego dostępu fizycznego do pomieszczeń lub sprzętu (komputery, osprzęt sieciowy, itp.),
 - b) możliwość nieautoryzowanego i nierejestrowanego dostępu logicznego do sprzętu (komputery, osprzęt sieciowy, itp.),
 - c) niewystarczające zasoby (sprzętu, narzędzi i ludzi) do monitorowania dostępu, zwłaszcza logicznego.
2. Brak wsparcia dla oprogramowania i systemów operacyjnych, tzn.:
 - a) użytkowanie przestarzałych i niewspieranych systemów operacyjnych (Windows NT, Windows XP, Windows Server 2003, i innych),
 - b) użytkowanie przestarzałego i niewspieranego oprogramowania dostawców systemów sterowania.
3. Brak wsparcia dla sprzętu komputerowego i sieciowego, tzn.:
 - a) użytkowanie przestarzałych i niewspieranych rozwiązań sprzętowych,
 - b) problemy z dostępnością części zapasowych, napraw czy zastępników funkcjonalnych (kompatybilność).
4. Brak faktycznej izolacji od systemów zewnętrznych przy jednoczesnej niewielkiej segmentacji sieci, tzn.:
 - a) dostęp i wymiana danych z sieciami zakładowymi, sieciami biurowymi, sieciami zewnętrznymi (np. kanały zdalnego wsparcia technicznego), przenoszenie danych na pamięciach i dyskach przenośnych.
5. Niepełna informacja na temat faktycznych połączeń sieciowych i punktów dostępu wraz z rozpoznaniem sprzętu i oprogramowania na każdym z elementów.

Kluczowym elementem w doborze rozwiązań ochrony systemu OT jest ich ocena pod kątem potencjalnych ataków. Zatem pierwszym krokiem jest wykonanie przeglądu bezpie-

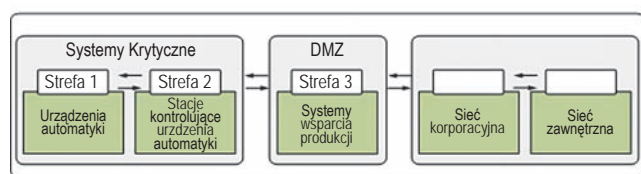



Rys. 2. Potencjalne kierunki ataków na infrastrukturę systemu sterowania

czeństwa obejmującego całość zarządzanych systemów oraz ich punkty styku z innymi systemami i urządzeniami. Dokładna inwentaryzacja elementów systemu pozwala określić obszar chroniony oraz wszelkie interakcje z otoczeniem. Kolejnym krokiem jest określenie potencjalnych źródeł zagrożeń zarówno zewnętrznych jak i wewnętrznych, które należy objąć ochroną.

Rozwiązania zapewniające i zwiększające bezpieczeństwo

W celu ochrony przed nieautoryzowanym dostępem do systemów OT podejmowane są inicjatywy zarówno w zakresie poprawy organizacji, jak i wykorzystania rozwiązań informatycznych. Jedną z podstawowych zasad, znacząco poprawiających cyberbezpieczeństwo, jest wprowadzanie podziału infrastruktury na wiele stref o określonych funkcjonalnościach, tzw. segmentacja sieci. W zależności od krytyczności systemu OT środowisko teleinformatyczne może składać się z kilku warstw. Segmentacja sieci wykonana jest z wykorzystaniem firewalli, zapór sieciowych, routerów i przełączników. Zaprezentowany w artykule model warstwowy środowiska systemów i sieci teleinformatycznych składa się z pięciu logicznych stref bezpieczeństwa (rys. 3).



Legenda:
 Kierunki przepływu danych

- Strefa 1 – urządzenia automatyki (warstwa obiektowa),
- Strefa 2 – systemy kontrolujące urządzenia automatyki (warstwa systemowa),
- Strefa 3 – systemy wymiany danych/informacji zarządczej (warstwa pośrednicząca),
- Strefa 4 – sieć zakładowa/korporacyjna,
- Strefa 5 – sieć zewnętrzna.

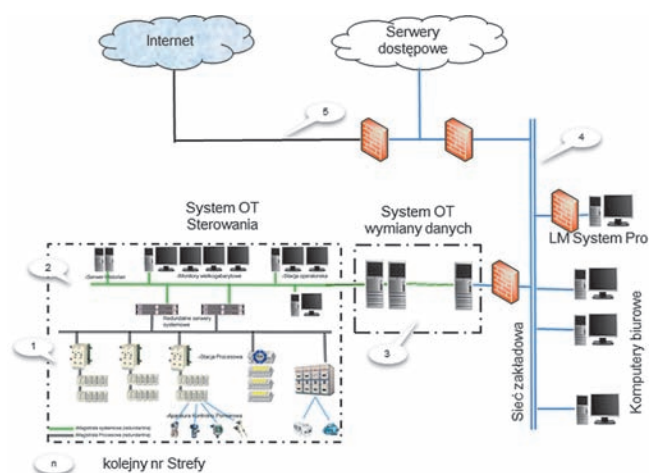
Rys. 3. Model warstwowy infrastruktury teleinformatycznej (IT)

W celu zapewnienia odpowiedniej ochrony przed współczesnymi zagrożeniami teleinformatycznymi poszczególne komponenty systemu automatyki umieszcza się w odpowiednich strefach segmentacji sieci (rys. 4).

Jednym z założeń segmentacji sieci jest kontrolowanie przepływu danych pomiędzy poszczególnymi strefami. W celu zapewnienia jak najlepszej ochrony komponentów przemysłowych systemów sterowań stosuje się zasadę bezpośredniego przepływu danych jedynie między sąsiadującymi strefami. Zgodnie z tą zasadą niedozwolone są bezpośrednie połączenia pomiędzy „odległymi strefami”, np. ze Strefy 1 jest możliwość nawiązania połączenia jedynie ze Strefą 2. W przypadku konieczności wymiany danych pomiędzy odległymi strefami należy przejść przez wszystkie zabezpieczenia zaimplementowane w strefach znajdujących się pomiędzy strefami źródłową i docelową. Na przykład w celu uzyskania dostępu ze Strefy 5 do Strefy 3, należy uzyskać dostęp do Strefy 4, a następnie ze Strefy 4 do Strefy 3.

Zastosowanie segmentacji sieci wpływa na:

- ograniczenie obszaru działania ataków (wirusy, robaki, trojany, spam),
- poprawę bezpieczeństwa poprzez zapewnienie, że węzły nie są widoczne dla nieautoryzowanych sieci,
- ograniczenie możliwości wycieku informacji (jeśli nie ma naruszenia bezpieczeństwa w sieci),
- propagację pakietów rozgłoszeniowych są ograniczone do odpowiednich sieci VLAN,
- poprawę wydajności sieci i ograniczenie ruchu w sieci.

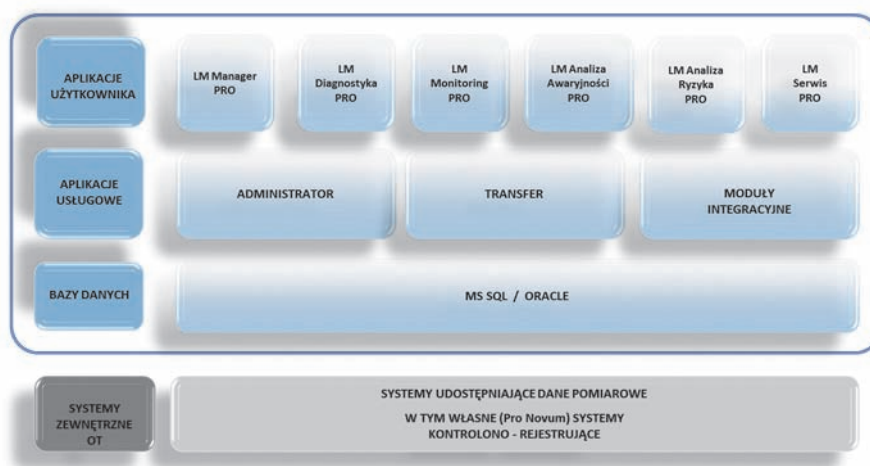


Rys. 4. Przykładowa infrastruktura teleinformatyczna (IT) z podziałem na warstwy

LM System PRO+® – system wspierający utrzymanie stanu technicznego

Pro Novum od ponad 10 lat rozwija i wdraża oprogramowanie, które kilka lat temu przybrało formę platformy informatycznej LM System PRO+®. Towarzyszy jej zestaw programów, w których zaimplementowano funkcje zapewniające bezobsługowe wykonywanie czynności m.in. takich, jak: rejestracja historii eksploatacji, analiza warunków pracy i wskaźników ekonomicznych, analiza awaryjności etc. System integruje diagnostykę postojową i eksploatacyjną w sposób pozwalający na bieżącą aktualizację oceny stanu technicznego oraz weryfikację prognozy trwałości urządzeń i/lub ich elementów. W związku z powyższym LM System PRO+® – jako system z grupy IT – jest integrowany z systemami OT elektrowni (rys. 5). System składa się z pakietów funkcjonalnych, które z kolei zbudowane są z odpowiednich modułów i funkcji.

Począwszy od 2009 roku LM System PRO+® został zaimplementowany w trzech oddziałach należących do *PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.*, który zorientowany jest na wspieranie specjalistów w zakresie: utrzymania stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych i systemowo zorganizowanej (zestandaryzowanej) diagnostyki. System został wdrożony w różnym zakresie, dla różnego typu urządzeń energetycznych, zarówno w wersji 2.0 jak i najnowszej wersji 3.0. W dalszej części artykułu dokonano analizy zagrożeń i bezpieczeństwa LM System PRO+® w kontekście jego integracji z systemami OT. Zaprezentowano przykłady dwóch istniejących wdrożeń.



Rys. 5. LM System PRO+® jako system IT zintegrowany z systemami OT

LM System PRO+® jako system IT zintegrowany z systemem OT

Głównym celem integracji LM System PRO+® z systemem OT jest automatyczne, bezobsługowe zasilanie go danymi procesowymi w zakresie pomiarów ciepłno-mechanicznych oraz chemicznych. Transfer takich danych umożliwia systemowi m.in.:

- rejestrację historii eksploatacji urządzeń,
- analizę rzeczywistych warunków pracy,
- analizę: wielkości produkcji i kosztów jej utraty, niezawodności, dyspozycyjności,
- zintegrowane przetwarzanie wymienionych informacji wraz z pochodzącymi z innych, niż systemy OT, kanałów.

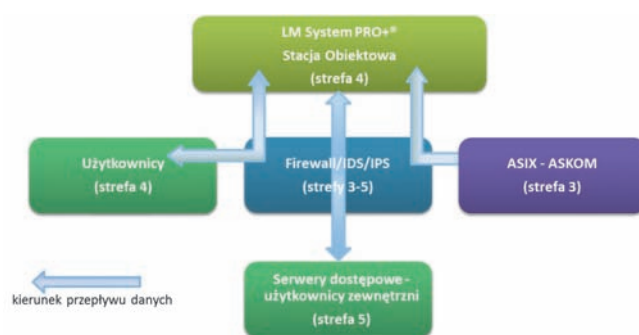
Dla potrzeb LM System PRO+® wystarczająca jest integracja umożliwiająca jednokierunkowy transfer danych. LM System PRO+® umożliwia wykonanie takiej integracji na wiele różnych sposobów, przykładowo:

- umieszczanie danych w bazie SQL systemu LM System PRO+® przez system OT,
- umieszczanie plików z danymi w uzgodnionym formacie (CSV, TXT, XML) w lokalizacji dostępnej dla systemu OT oraz LM System PRO+®,
- pobieranie danych przez LM System PRO+® z systemu OT za pośrednictwem odpowiedniego interfejsu (np. ODBC, OLEDB, Web Services, inne udokumentowane protokoły lub SDK).

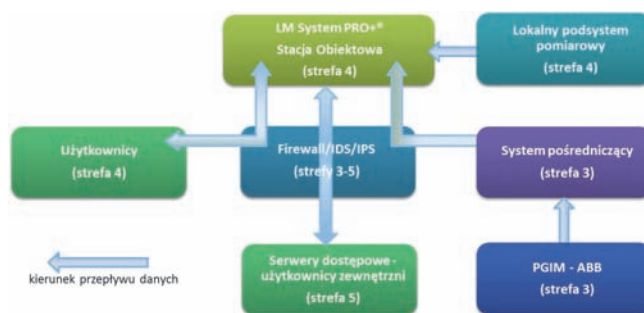
Ponadto, zamiast bezpośredniej integracji z systemem OT, można we wszystkich tych wariantach wprowadzić dodatkowy system pośredniczący, pomiędzy systemem OT a LM System PRO+®.

W przedstawianych przykładach wdrożeń zastosowano rozwiązania podane na rysunkach 6 i 7.

- Wdrożenie I – bezpośrednio pobieranie danych z Lokalnego Repozytorium Danych opartego na systemie Asix od firmy Askom, przy pomocy interfejsu OLEDB z pakietu AsixConnect działającego na Stacji Obiektowej (serwerze systemu) LM System PRO+®,
- Wdrożenie II – dodatkowy system pośredniczący, który pobiera dane Lokalnego Repozytorium Danych PGIM (ang. Power Generation Information Manager) od firmy ABB i zapisuje je do lokalnych plików, a następnie przesyła je na Stację Obiektową (serwer systemu) LM System PRO+®.



Rys. 6. Architektura wdrożenia I



Rys. 7. Architektura wdrożenia II

W niektórych wdrożeniach, w zależności od zakresu projektu, istnieje potrzeba rozbudowy systemu OT o dodatkowe pomiaru. LM System PRO+® we wdrożeniu II został rozbudowany o podsystem OT wykonujący ciągłe pomiary przemieszczeń rurociągów i zaworów turbiny. Podsystem ten został połączony bezpośrednio z LM System PRO+®.

Użytkownicy LM System PRO+® uzyskują dostęp poprzez aplikację kliencką, która udostępnia interfejs użytkownika systemu. Nie pracują bezpośrednio na Stacji Obiektowej systemu. Aplikacja kliencka nie oferuje żadnych funkcjonalności związanych bezpośrednio z działaniem w systemach OT. Dedykowany, odrębny moduł Integracja (serwerowa część LM System PRO+®) działający na Stacji Obiektowej w tle lub wykonywany

w regularnych odstępach czasu łączy się z systemem OT, pobiera z niego wymagane dane oraz zapisuje je w bazie danych LM System PRO+®. Dalsze przetwarzanie danych i korzystanie z nich przez użytkowników odbywa się wyłącznie na bazie danych LM System PRO+®.

Bezpieczna architektura systemu LM System PRO+®

Przy wdrażaniu LM System PRO+® brane są pod uwagę pojawiające się zagrożenia oraz bezpieczeństwo wymiany informacji, uwzględniane są dobre praktyki w zakresie poprawy bezpieczeństwa, a przede wszystkim polityka bezpieczeństwa klienta. Rodzaj i sposób ochrony dobierany jest indywidualnie i zależy od istotności systemu OT. W opisanych wariantach wdrożeń, architektura systemu zachowuje właściwy poziom bezpieczeństwa i dostępności. Można zwrócić uwagę na kilka pozytywnych aspektów przyjętej architektury.

- Użytkownik korzystający z LM System PRO+® ani urządzenia znajdujące się w podsieciach biznesowych nie uzyskują nowego bezpośredniego połączenia do systemów OT – są oddzieleni w warstwie aplikacyjnej zabezpieczeniami aplikacji (o czym dalej), a w warstwie sieciowej znajdują się w odrębnych sieciach, pomiędzy którymi nie jest przekazywany żaden bezpośredni ruch sieciowy, co zapewnia konfiguracja Stacji Obiektowej, a dodatkowo także zapory ogniowe.
- Ograniczony zakres integracji zarówno funkcjonalny (tylko pobieranie danych przez LM System PRO+® z systemów OT), jak i ilościowy (wybrane parametry i urządzenia) pozwala na precyzyjne ograniczenie do minimum możliwości działania po stronie OT zarówno przez sam LM System PRO+®, jego użytkowników czy potencjalnych intruzów.
- W przypadku trudności w zastosowaniu właściwej polityki bezpieczeństwa, np. z powodu ograniczeń systemu OT, istniejącej architektury sieci, możliwe jest wprowadzenie dodatkowego systemu pośredniczącego pomiędzy LM System PRO+® a systemem OT, działającego jako punkt wymiany danych, jednocześnie izolujący dodatkowo systemy, sieci, urządzenia.
- Aplikacja użytkownika LM System PRO+® ani bezpośrednio, ani poprzez Stację Obiektową nie wykonuje operacji na systemie OT, więc użytkownik nie ma możliwości dostania się do innych danych lub innych funkcji systemu OT.
- Wymagane dodatkowe pomiary, które nie mogły być dodane do głównego systemu OT, zostały przez Wykonawcę zbudowane jako odrębny podsystem połączony tylko z LM System PRO+® – uniknięto potrzeby ingerencji w główny system OT ani nie wprowadzono kolejnych punktów styku systemów i urządzeń.

Aplikacje wchodzące w skład LM System PRO+® charakteryzują następujące cechy wpływające na bezpieczeństwo systemu:

- uwierzytelnianie użytkowników – do systemu uzyskują dostęp tylko wybrani, nazwani użytkownicy,
- system uprawnień i kontroli dostępu – w przypadku bardziej rozbudowanych wdrożeń, możliwość ograniczenia działalności użytkowników do wybranych funkcji oraz obiektów objętych systemem,

- dzienniki operacji – zapis w bazie danych systemu informacji na temat logowań do systemu i wykonywania krytycznych operacji,
- stosowanie kryptografii i bezpiecznych protokołów, np. SSL. Powyższe cechy architektury, sposobu integracji oraz aplikacji wchodzących w skład systemu minimalizują szanse skutecznego ataku na system OT za pośrednictwem LM System PRO+®, a w razie udanego ataku na jeden ze składników systemu minimalizują potencjalne zagrożenia.

Analiza zagrożenia na bezpieczeństwo LM System PRO+®

Zagrożeń jednak nie da się wyeliminować całkowicie. Ponadto na możliwość ich wykorzystania ma wpływ wiele innych elementów systemów i infrastruktury. Należy więc rozpatrzyć możliwości wykorzystania dodatkowego styku, jaki tworzy LM System PRO+® z systemem OT, zidentyfikować zagrożenia i sposoby ich ograniczania. Główne zagrożenia to przedostanie się do systemu OT i prowadzenie przy jego użyciu dalszej działalności (nieautoryzowany dostęp do danych, przejęcie kontroli i sterowania), destabilizacja systemu OT (ataki typu Denial of Service) czy wprowadzenie złośliwego oprogramowania (docelowo w analogicznych celach).

Możemy rozpatrzyć następujące sposoby wprowadzenia wymienionych zagrożeń:

- wykorzystanie aplikacji użytkownika LM System PRO+®,
- wprowadzenia złośliwego oprogramowania do baz systemu lub na Stację Obiektową,
- wykorzystanie Stacji Obiektowej LM System PRO+®.

Wykorzystanie aplikacji użytkownika LM System PRO+® jako wektora ataku jest bardzo ograniczone. Dostęp do aplikacji i jej poszczególnych funkcji kontrolowany jest przez mechanizmy uwierzytelniania i autoryzacji, dostęp otrzymują wybrane osoby. Samo przejęcie danych autoryzacyjnych lub próba ich nadużycia nic nie da intruzowi, ponieważ aplikacja nie wykonuje samodzielnie czynności w sieci OT ani w systemach OT. Moduł Integracji pobierający dane procesowe jest oddzielony od aplikacji użytkownika, a ta nie ma wpływu na działalność modułu. Nawet użytkownik z największymi uprawnieniami jest w stanie co najwyżej zmodyfikować listę pobieranych sygnałów. Ograniczenie listy sygnałów mogłoby spowodować niepełne działanie LM System PRO+® ze względu na brak wymaganych danych, ale nie będzie miało wpływu na system OT, a jej powiększenie mogłoby spowodować nieautoryzowane udostępnienie danych lub w skrajnym przypadku przeciążenie systemu udostępniającego dane. Większym zagrożeniem jest wstrzyknięcie własnego kodu do części serwerowej systemu, co mogłoby spowodować jego nieautoryzowane wykonanie na Stacji Obiektowej. Ograniczenie możliwości wykorzystania tych zagrożeń można osiągnąć poprzez:

- ograniczenie możliwości działania Stacji Obiektowej LM System PRO+® w sieci OT poprzez umożliwienie komunikacji (zapory ogniowe, przełączniki, sieci wirtualne) wyłącznie z wybranym systemem udostępniającym dane, wyłącznie na niezbędnych portach TCP/IP;
- ograniczenie, po stronie systemu udostępniającego dane, funkcji, które Stacja Obiektowa może wykonać do pobierania danych oraz zakresu informacji do wybranych sygnałów z wybranych urządzeń;

- monitorowanie wydajności systemu udostępniającego dane z możliwością odciążenia Stacji Obiektowej w przypadku zbyt dużego wykorzystania zasobów;
- dodatkowo można zastosować monitorowanie aktywności sieciowej do oraz ze Stacji Obiektowej z wykorzystaniem systemów typu IPS/IDS (ang. – Intrusion Detection/Prevention System).

LM System PRO+® posiada funkcje/moduły związane z budowaniem bazy wiedzy, które m.in. pozwalają na przechowywanie dokumentów i plików w bazie danych systemu. Ponieważ złośliwe oprogramowanie może się rozpowszechniać również przez niektóre rodzaje dokumentów, mogłoby to zostać wykorzystane w tym celu. Jeden z użytkowników może wprowadzić zainfekowany plik lub dokument do bazy danych systemu, a inny może zostać zainfekowany. Biorąc pod uwagę, że inny użytkownik może posiadać dostęp także do innych systemów lub sieci mogłoby to zostać wykorzystane jako początek ataku na inne systemy. Nie różni się to jednak od zagrożeń występujących przy każdym współużytkowaniu wspólnych baz dokumentów, plików czy folderów sieciowych, które występują w każdej organizacji. Zabezpieczenia przed tym rodzajem zagrożeniem są dość standardowe i powszechnie spotykane:

- stosowanie oprogramowania antywirusowego na stacjach roboczych użytkowników oraz Stacji Obiektowej LM System PRO+®;
- monitorowanie działań w sieciach lokalnych użytkowników z wykorzystaniem systemów typu IPS/IDS.

Kolejnym rozpatrywanym wektorem ataku jest wykorzystanie Stacji Obiektowej LM System PRO+®, opartej na systemie operacyjnym Microsoft Windows Server oraz silniku bazy danych Microsoft SQL. Podatności w tego typu oprogramowaniu nie są rzadkością i mogłyby posłużyć do uzyskania ograniczonego lub pełnego dostępu do Stacji Obiektowej i prowadzenia dalszej działalności, w tym także po stronie sieci OT. Zabezpieczenie przed możliwością nadużycia tej drogi można osiągnąć poprzez:

- ograniczenie dostępu do Stacji Obiektowej (wybrani użytkownicy, wybrane porty TCP/IP na zaporach sieciowych, itp.),
- regularne aktualizacje oprogramowania systemowego i narzędziowego (przede wszystkim Windows Server, MS SQL),
- monitorowanie działalności Stacji Obiektowej,
- inne, wymienione dla ataków przez aplikację użytkownika LM System PRO+®.

Ponieważ system wdrażany jest przez firmę zewnętrzną, która później zapewnia wsparcie eksperckie oraz nadzór i utrzymanie systemu, wykonawca w tym celu otrzymuje zdalny dostęp do Stacji Obiektowej LM System PRO+® z wykorzystaniem rozwiązań typu VPN (ang. Virtual Private Network). Wprowadza to dodatkowy kanał dostępu do systemu oraz kolejnych użytkowników, które trzeba mieć na uwadze. Sprowadza to te same, rozpatrywane powyżej zagrożenia, więc sposoby zabezpieczeń są analogiczne. Ponadto należy zadbać o odpowiednie zabezpieczenie dostępu przez VPN. Dostęp realizowany jest przez dodatkowe „serwery dostępowe” (w oparciu o VPN, gdzie połączenie jest autoryzowane przy pomocy nazwy użytkownika i hasła), które ułatwiają monitorowanie oraz wprowadzenie wyżej omawianych zabezpieczeń na tym dodatkowym kanale dostępu.

Podsumowanie

W wyniku integracji systemów OT i IT zagrożenie w postaci nieautoryzowanego dostępu do przemysłowych systemów sterowania znacząco wzrosło. Jednak powrót do stosowania fizycznej izolacji nie jest dzisiaj możliwy ze względów biznesowych. Systemy takie jak LM System PRO+® wspierają dzisiaj procesy decyzyjne, umożliwiając na bieżąco podejmowanie właściwych decyzji pozwalających na: efektywne i optymalne zarządzanie utrzymaniem majątku produkcyjnego oraz reagowanie na ewentualne nieprawidłowości pojawiające się w czasie procesu produkcyjnego. Zapewnienie bezpieczeństwa Systemom OT należy traktować jako niekończący się proces, ponieważ dostępność technologii IT generuje nieustannie nowe zagrożenia, które skrupulatnie wykorzystywane są przez cybergrupy przestępcze. Zakres wdrożeń systemu bezpieczeństwa powinien być indywidualnie dobierany i ściśle powiązany z konkretną instalacją systemu sterowania, jego wersją, środowiskiem i powiązaniem.

Wdrożenie LM System PRO+® i wprowadzenie dodatkowego styku pomiędzy oprogramowaniem IT a systemami OT niesie pewne zagrożenia. Korzyści z integracji systemów IT z systemami OT są pożądane i wystarczające, żeby to umożliwić i podjąć odpowiednie działania prewencyjne. W rozpatrywanym przypadku, ze względu na architekturę i budowę systemów oraz sposób i zakres integracji, zagrożenia te nie są duże i można niewielkimi nakładami się przed nimi zabezpieczyć oraz zminimalizować skutki potencjalnych nadużyć.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Trzszczyński J., Murzynowski W., Stanek R.: Zarządzanie majątkiem produkcyjnym grup elektrowni wspierane przez firmę ekspercką. Modele współpracy oraz przykłady ich realizacji. XIII Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe, Katowice 2011.
- [2] Trzszczyński J., Białek S., Utrzymanie stanu technicznego urządzeń energetycznych – wspierane przez system informatyczny. *Nowa Energia* 2009, nr 3(9).
- [3] Trzszczyński J., Białek S., Murzynowski W., Monitorowanie stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków energetycznych przy wykorzystaniu platformy informatycznej LM System PRO+®. *Dozór Techniczny* 2011, nr 5.
- [4] Ogólnopolskie Sympozja Informacyjno-Szkoleniowe organizowane przez *Pro Novum*.
- [5] Bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej wymiar teleinformatyczny – opracowany przez Instytut Kościuszki, 2014.
- [6] Narodowy Program Ochrony Infrastruktury Krytycznej – opracowany przez Rządowe Centrum Bezpieczeństwa, 2013.
- [7] Opis luk w zabezpieczeniach systemu SCADA – opracowany przez *Symantec*.

Uszkodzenia wirników turbin

Damages of turbines' rotors

Wirnik jako element krytyczny o najwyższym statusie

Element krytyczny to taki [1], którego:

- awaria może zagrazić bezpieczeństwu ludzi i spowodować znaczne szkody w wyposażeniu elektrowni,
- awaria może spowodować długi, nieplanowany postój,
- naprawa lub wymiana pociąga za sobą znaczne koszty.

Wśród elementów krytycznych turbozespołów wirniki posiadają szczególny status. Skutki ich awarii, zarówno wału, elementów nasadzanych na wał, jak również elementów układu łopatkowego mogą wywołać wszystkie rodzaje szkód: remontowych, utraty produkcji i zagrożenia dla życia ludzi.

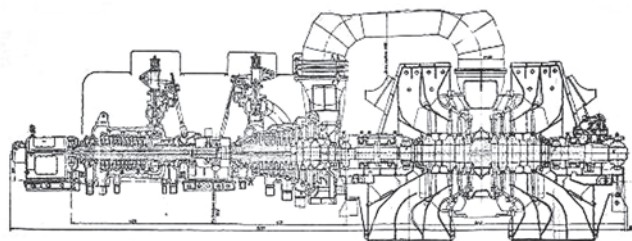
Modernizacje turbozespołów o mocy 200 MW

Podczas dobiegających końca modernizacji długo eksploatowanych turbozespołów, w stosunku do elementów krytycznych zastosowano zróżnicowane podejście. Część z nich:

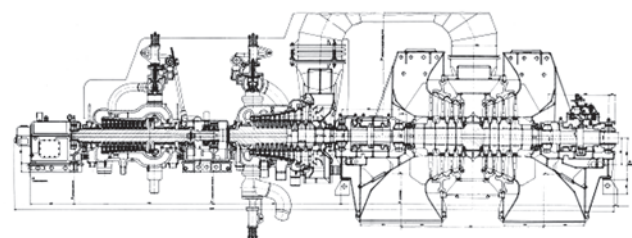
- zastąpiono nowymi, zmodernizowanymi o lepszych parametrach użytkowych,
- zrewitalizowano w celu przywrócenia pierwotnych cech użytkowych,
- pozostawiono po typowych zbiegach diagnostycznych i remontowych.

Proces modernizacji elementów krytycznych turbozespołów klasy 200 MW można prześledzić na przykładzie turbin [2] wykonanych w Zakładach Mechanicznych ZAMECH w Elblągu, oddanych do eksploatacji w latach 60. ubiegłego wieku.

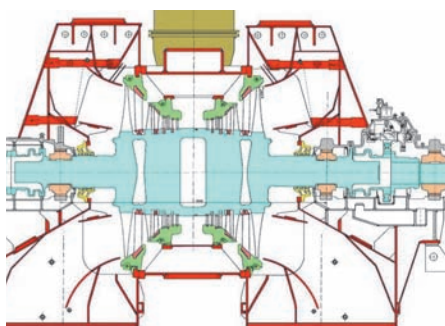
- Pierwsze 9 turbin o symbolu TK200 wyprodukowano wg konstrukcji radzieckiej firmy LMZ i turbiny o symbolu PWK-200-130 (rys. 1).
- Etap I modernizacji – turbiny typu 13K200 oznaczono numerami fabrycznymi 10-13.
- Etap II modernizacji – turbiny typu 13K215 oznaczono numerami fabrycznymi 14-66 (rys. 2).
- W latach 90. ubiegłego wieku zmodernizowano część NP wymieniając wirnik z nasadzonymi elementami i niskosprawnym układem przepływowym na nowej konstrukcji wirnik i układ przepływowy, wg konstrukcji firmy Alstom (rys. 3 i 5) lub Westinhouse (rys. 4 i 6); warto wspomnieć, że również w obrębie modernizacji wirnika NP oferowano kilka rozwiązań np.
 - wirnik z zintegrowanym bandażem na stopniu nr 3 (rys. 5),
 - wirnik ze swobodnymi łopatkami na stopniu nr 3 (rys. 6).



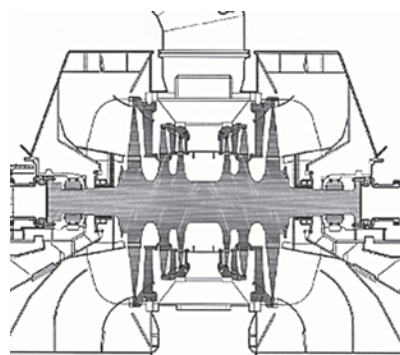
Rys. 1. Przekrój osiowy radzieckiej turbiny LMZ 200 MW



Rys. 2. Przekrój osiowy turbiny 13K215



Rys. 3. Część NP, turbiny 200 MW po modernizacji wg Alstom



Rys. 4. Turbina 200 MW po modernizacji wg Westinhouse



Rys. 5. Wirnik NP, turbiny 200 MW, modernizacja *Alstom Power*



Rys. 6. Wirnik NP, turbiny 200 MW, modernizacja *Westinhouse*

W większości przypadków nie wymieniono wirników WP i SP głównie dlatego, że ich stan techniczny pozwala na eksploatację znacznie ponad 300 tys. godzin, a efekty ekonomiczne w przypadku zabudowy nowych wirników trudno uznać za satysfakcjonujące.

Modernizacje dotyczą na ogół uszczelnień oraz wymiany łopatek poszczególnych stopni.

Typowe i nietypowe uszkodzenia wirników wykrywane w czasie badań diagnostycznych

Uszkodzenia wirników turbin ciepłowniczych

Analizując uszkodzenia wirników turbin parowych należy rozróżnić poniżej wymienione ich rodzaje.

1. Uszkodzenia elementów wymiennych, do których należy zaliczyć:

- łopatki, bandaże druty łączące łopatki w pakiety,
 - uszkodzenia mechaniczne (ciałem obcym),
 - przytarcia o elementy statyczne – tarcze kierownicze, powstałe w stanach awaryjnych (rys. 7, 8),



Rys. 7.



Rys. 8.

- uszkodzenia korozyjne (korozja naprężeniowa, zmęczeniowa, postojowa),
- uszkodzenia związane z warunkami eksploatacji:
- ubytki erozyjne krawędzi wlotowych, wylotowych (rys. 9, 10),



Rys. 9.



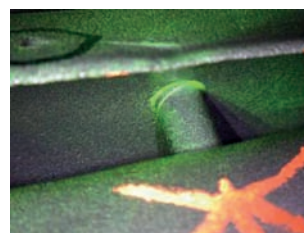
Rys. 10.

- pęknięcia krawędzi wylotowej łopatek nagranych w wyniku strat wentylacji oraz ich gwałtownego schłodzenia przy źle działającym systemie chłodzącym (rys. 11),



Rys. 11.

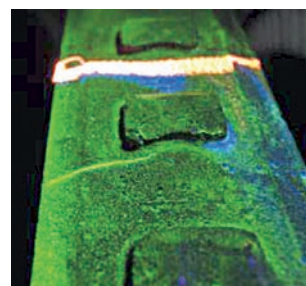
- uszkodzenia spowodowane błędami montażu – pęknięcia powstałe w wyniku nieodstrojonych łopatek od drgań rezonansowych,
- uszkodzenia spowodowane źle dobraną technologią remontową (pęknięcia w miejscu lutowania drutu łączącego łopatki w pakiety, pęknięcia steliowanych krawędzi łopatek) (rys. 12, 13),
- pęknięcia bandaży i łopatek (rys. 14-17);



Rys. 12.



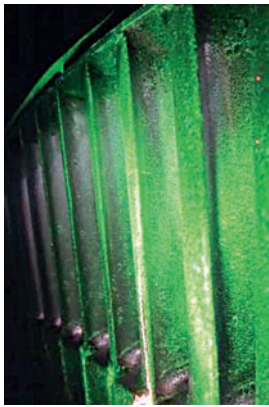
Rys. 13.



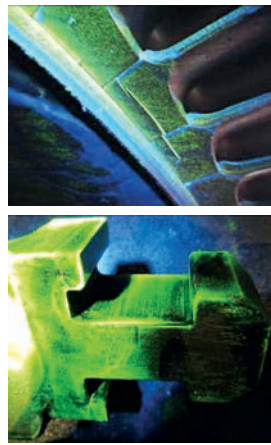
Rys. 14.



Rys. 15.



Rys. 16.



Rys. 17.

- uszkodzenia elementów nasadzanych, takich jak tarcze wirnikowe, sprzęgła, dławnice:
 - przytarcia, w tym przytarcia powstałe na skutek awarii,
 - pęknięcia ujawniane w okolicach otworów odciążających tarcz pracujących w bezpośrednim sąsiedztwie upustów (warunki korozji naprężeniowej) (rys. 18),
 - pęknięcia ujawniane we wpustach tarcz nasadzanych pracujących w bezpośrednim sąsiedztwie upustów (warunki korozji naprężeniowej) (rys. 19),



Rys. 18.

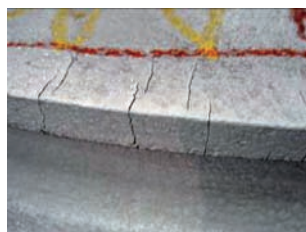


Rys. 19.

- pęknięcia ujawniane na obrzeżach (na krawędziach otworów pod nity) tarcz nasadzanych pracujących w bezpośrednim sąsiedztwie upustów (w obecności korozji naprężeniowej) (rys. 20 i 24),
- pęknięcia ujawniane na piastach tarcz nasadzanych pracujących w bezpośrednim sąsiedztwie upustów (w obecności korozji naprężeniowej) (rys. 21),
- multipęknięcia na tarczach – pęknięcia we wszystkich, praktycznie możliwych obszarach, bez destrukcji tarcz (rys. 22 i 23).



Rys. 20.



Rys. 21.



Rys. 22.



Rys. 23.



Rys. 24.



Rys. 25.

2. Uszkodzenia wału wirnika, wśród których należy rozróżnić uszkodzenia:

- od powierzchni zewnętrznej (wał, tarcze pełnokute),
 - przytarcia, w tym przytarcia powstałe na skutek awarii (rys. 25),
 - pęknięcia tarczy wirnika w rejonie mocowania łopatek (rys. 26),
 - pęknięcia w narożu wrębu (od wewnątrz) (rys. 27),
 - pęknięcia w kanałach cieplnych dławnic (rys. 28 i 29),
 - pęknięcia na uszczelnieniach międzystopniowych (rys. 30 i 31);



Rys. 26.



Rys. 27.



Rys. 28.



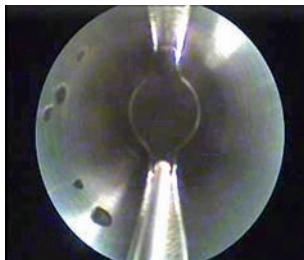
Rys. 29.



Rys. 30.



Rys. 31.



Rys. 32.



Rys. 33.

- od strony otworu centralnego,
 - rysy i wady poobróbce,
 - wżery i zaparowania (rys. 32),
 - wskazania (rys. 33).

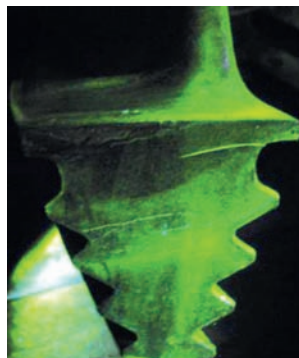
Uszkodzenia wirników NP turbin 200 MW

Odrębną, w pewnym sensie, grupą są uszkodzenia wykrywane na zmodernizowanych („nowych”) wirnikach NP turbin 200 MW. Odrębną dlatego, że dotyczą wirników stosunkowo krótko eksploatowanych, tj. 60 000 - 120 000 godzin. Pierwsze wskazania we wrębach łopatkowych wirników wykrywano już w pierwszych remontach kapitalnych (po około 40 000 godzinach pracy). W dotychczasowej diagnostyce wirników NP stwierdzano:

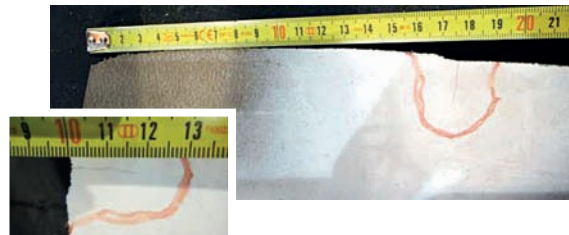
- pęknięcia stopek łopatek 4. stopnia (rys. 34 i 35) [3],
- pęknięcia piór łopatek 4. stopnia (rys. 36) [4],
- pęknięcia w narożach wrębów 4. stopnia (rys. 37 i 38) [5],
- pęknięcia wrębów 3. stopnia (rys. 39 i 40) [5].



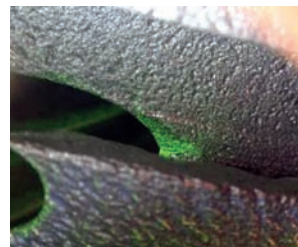
Rys. 34.



Rys. 35.



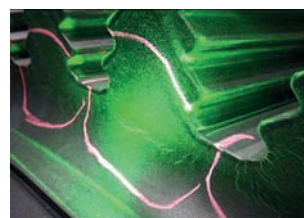
Rys. 36.



Rys. 37.



Rys. 38.



Rys. 39.



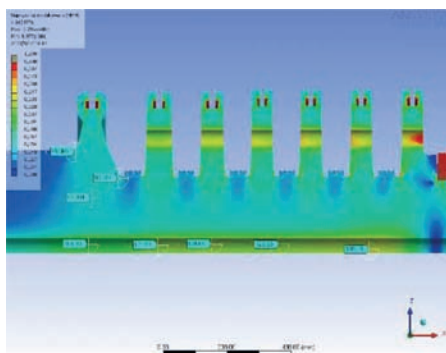
Rys. 40.

Jak skutecznie rozwiązywać (usuwać, naprawiać) problemy identyfikowane w czasie badań diagnostycznych?

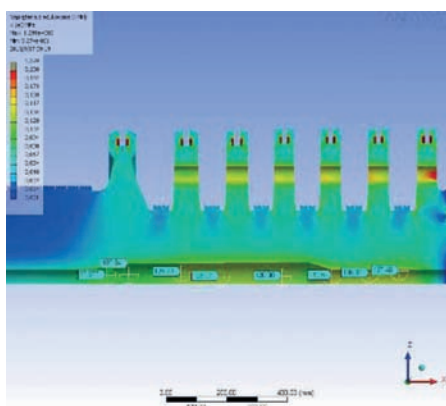
Aby skutecznie rozwiązywać problemy stwierdzane w czasie badań diagnostycznych należy:

- stosować metody oparte na obliczeniach MES, np. zmiany geometrii związane z obecnością pęknięć (np. powiększenie średnicy otworu, pogłębienie wytoczeń) (rys. 41 i 42) [6],
- elementy „zamiennie” wymieniać na nowe (przykład – wykonanie nowej tarczy nasadzonej wirnika turbiny 30 MW (rys. 43).
- stosować metody sprawdzone w przeszłości, których skuteczność i poprawność zweryfikował czas eksploatacji oraz dodatkowo zostały potwierdzone obliczeniami MES; jako przykład przedstawiono tulejowanie tarcz nasadzanych, gdzie po dobraniu wielkości skurczu i wielkości tulei przeprowadzono całościową analizę rozkładu naprężeń w wale, tulei i tarczy; obliczenia kontrolne przeprowadzono

dla obrotów luzowania 3450 1/min dla zadanej wielkości skurczu; na rysunku 44 przedstawiono analizę kontaktową, z której wynika, że nawet przy 3450 1/min nie zostaje zerwane połączenie pomiędzy tarczą a tuleją (znak „-„ oznacza, że połączenie skurczowe nie zostało zerwane).



Rys. 41. Wirnik SP (otwór centralny z wymiarami znamionowymi, bez butli) – naprężenia zredukowane, MPa – 3000 obr./min



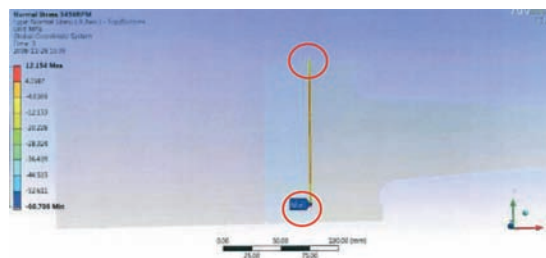
Rys. 42. Wirnik SP (otwór centralny po wykonaniu butli) – naprężenia zredukowane, MPa – 3000 obr./min



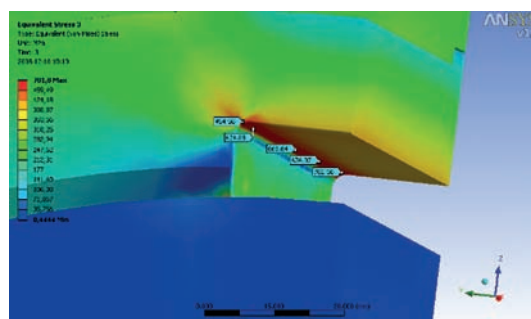
Rys. 43. Nowa tarcza nasadzana wirnika 30 MW, w czasie obróbki końcowej



Rys. 44. Tarcza nasadzana wirnika 50 MW, po tulejowaniu



Rys. 45. Tarcza nasadzana, po przetoczeniu, 3450 obr/min



Rys. 46. Tarcza nasadzana, analiza kontaktowa 3450 obr./min, naprężenia zredukowane, MPa

Jak długo mogą być eksploatowane wirniki turbiny?

Czas dalszej eksploatacji wirnika może być rozpatrywany z kilku punktów widzenia. Wykonując ocenę oraz prognozując trwałość wirnika należy pamiętać, że:

- 1) bezpieczna, możliwie najdłuższa eksploatacja, zależy w znacznie większym stopniu od racjonalnych kryteriów oceny wyników badań i historii eksploatacji niż od zastosowanej techniki pomiarowej;
- 2) podstawową umiejętnością przy ocenie stanu technicznego długo eksploatowanych wirników jest umiejętność interpretacji wyników badań, danych historycznych oraz posiadanie odpowiedniego doświadczenia;
- 3) badania własności mechanicznych wycofanych z eksploatacji wirników turbin 200 MW [8] potwierdzają, że ich własności po przekroczeniu 25 tys. godzin pracy są nadal na bardzo wysokim poziomie, znacznie wyższym niż wymagania norm przedmiotowych lub/i wytyczne producenta,

Tabela 1

Własności stali 23H2MF w temperaturze otoczenia

Cecha	Wg PN-75/H-84024	Wyniki badań, wirnik WP	Wyniki badań, wirnik SP
Re, MPa	490	544-608	515-578
Rm, MPa	620MIN	671-741	651-719
A5, %	11-16	12,5-19,0	14,5-20,4
Z, %	30-40	(27), 55-65	46-67
KCU2, J/cm2	30-40	44,5-126,6	53,2-74,2
HB	200	226-233	219-232

- 4) „Wytyczne przedłużania eksploatacji...”[9, 10] opracowane przez *Pro Novum* zawierają informacje i zalecenia całkowicie wystarczające dla zapewnienia bezpiecznej eksploatacji wirników SP i WP turbin 200 MW w zakresie do 350 tys. godzin pracy.

Wirniki WP i SP turbin 200 MW mogą być eksploatowane do końca ich planowanego rezerwu nie tylko bez wymiany, ale także bez naprawy przez spawanie, o ile ich dalszej eksploatacji będzie towarzyszyła wykonywana w odpowiedni sposób diagnostyka, a warunki ich pracy będą monitorowane [10].

Wnioski

- Stan techniczny elementu krytycznego, jakim jest wirnik turbiny, jest bardzo ważny, jeśli rozważamy kondycje całego urządzenia.
- Diagnostyka, niezależnie czy jest dedykowana:
 - wirnikowi, który przepracował >200 000 godzin i planuje się jego eksploatację do 350 000 godzin (np. w turbinie typu 200 MW),
 - wirnikowi, który przepracował <80 000 godzin i planuje się jego eksploatację do 200 000 godzin (np. w turbinie typu 200 MW), musi zapewnić bezpieczną jego eksploatację.
- W dobie zmieniających się warunków eksploatacji, uwzględniając czas pracy wirników turbin starszego typu, odpowiedni, wynikający z retrospekcji i doświadczenia firmy diagnostycznej, zakres badań i analiz musi obejmować możliwie szerokie spektrum (badania nieniszczące, niszczące, analizę geometrii, analizę warunków pracy).
- Zakres badań i analiz powinien być optymalny, gdyż wirniki dobiegają swojego rezerwu, a warunki pracy mają coraz bardziej ekstremalne.
- *Pro Novum* posiada odpowiedni potencjał oraz prawie 30-letnie doświadczenie, dzięki którym może zaproponować optymalny zakres badań i obliczeń, zrealizować ten zakres oraz postawić prognozę dalszej eksploatacji dla tak ważnego elementu krytycznego, jakim jest wirnik turbiny.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Dobosiewicz J., Przedłużanie okresów międzyremontowych turbin parowych. Biuletyn *Pro Novum* nr 1/2001. *Energetyka* 2001.
- [2] Grzesiczek E., Kotowski S., Rajca S., Możliwości, ograniczenia i warunki przedłużania eksploatacji turbin 200 MW powyżej 300 000 godzin. XII Sympozjum *Pro Novum*.

- [3] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 149.2877/2012 – „Ustalenie prawdopodobnej przyczyny uszkodzenia łopatki stopnia 4L wirnika NP turbiny Tg-9”, Katowice 2012. Praca niepublikowana.
- [4] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 86.2966/2013 – „Określenie przyczyn uszkodzeń i nadmiernego zużycia łopatek 4. stopnia typu nd 37. strumienia prawego wirnika np, turbozespołu nr 11”, Katowice 2013. Praca niepublikowana.
- [5] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 032.3212/2015 – „Wykonanie badań diagnostycznych rezerwowego wirnika NP turbiny 200 MW”, Katowice 2015. Praca niepublikowana.
- [6] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 068.3248/2015 – „Ocena stanu technicznego turbiny bloku nr 1 wraz z prognozą trwałości”, Katowice 2015. Praca niepublikowana.
- [7] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 117.2997/2013 – „Wykonanie badań nieniszczących i oceny stanu technicznego wirników SP i NP turbiny Tg 10”, Katowice 2013. Praca niepublikowana.
- [8] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 041.2921/2013 – „Opracowanie wytycznych przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW”, Etap II – Badania wybranych elementów krytycznych bloków 200 MW po długotrwałej eksploatacji dla określenia możliwości przedłużania ich eksploatacji do 350 000 godzin. Część I – Wykonanie prac przygotowawczych do badań, Część II – Wykonanie badań wirników WP i SP bloku 200 MW po długotrwałej eksploatacji, Katowice 2013. Praca niepublikowana.
- [9] Sprawozdanie *Pro Novum* nr PN/35.2915/2013 – „Zalecenia dotyczące diagnostyki elementów części turbinowej bloków 200 MW w aspekcie wydłużenia eksploatacji”. Część I – Założenia ogólne, Część II – Diagnostyka elementów krytycznych turbin i generatorów, Katowice 2013. Praca niepublikowana.
- [10] Sprawozdanie *Pro Novum* nr PN/30.2910/2013 – „Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW”. Część I – Założenia ogólne, Część II – Diagnostyka elementów krytycznych turbin i generatorów, Katowice 2013. Praca niepublikowana.

Doświadczenia związane z nadzorem diagnostycznym powierzchni ogrzewalnych zmodernizowanych kotłów BB-1150 na podstawie analizy ryzyka oraz kierunku jego rozwoju

The experience of the diagnostic supervision of boiler tubes modernized BB-1150 boilers on the basis of risk analysis and its trends

Optimalization of costs for maintaining technical condition is often achieved through their simple reduction. To be wary of a bad approach is forced to the greatest extent by the lack of tools, which systemically would increase the needs of technical, economic and safety.

In the article, the experience of the diagnostic supervision of boiler tubes modernized K3-K6, integrated with a database of economic data containing, among others, the costs of removing pipe surface leaks and the value of production. The result of the integration of diagnostic results, risk analysis, working conditions and selected economic data is an approach to maintaining the technical condition of boiler tubes according to the Risk Base Maintenance (RBM) strategy.

Koncepcja zdalnego nadzoru diagnostycznego kotłów K3-K6

Remote diagnostic supervision of boiler tubes is supported by the functional LM Service PRO[®] software package of the LM System PRO+[®] version 3.0 (fig. 1).

The LM Service PRO[®] application processes information enabling the calculation of the current (running) risk value R according to formula (1).

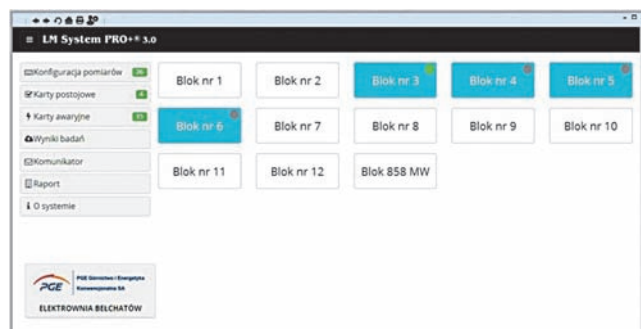
$$R = (P + WPK) \times K \quad (1)$$

gdzie:

P – prawdopodobieństwo uszkodzenia,

WPK – współczynnik korekty prawdopodobieństwa,

K – konsekwencje uszkodzenia (koszty remontowe związane z usunięciem nieszczelności).



Rys. 1. Widok okna serwisowego Użytkownika pakietu funkcjonalnego LM Serwis PRO[®]

The basis of the author's methodology *Pro Novum* is the assignment of a high probability of damage, autonomous rank in the calculation formula (1). The probability is determined on the basis of statistics of damages, analyzed separately for individual boiler tubes according to the *Pro Novum* [1-4]. The WPK correction coefficient takes into account the potential influence on the probability of damage P of the following factors:

- quality of outgoing information (construction data, history of work, technical condition, durability forecast),
- quality of ongoing diagnostics (conducting tests in the appropriate range during planned stops and expert assessments),
- current technical condition based on measurements of pipe wall thickness and remaining life expectancy SWT (for pipes operating above the critical temperature),
- thermo-mechanical and chemical working conditions of pipes based on continuous analysis of selected parameters.

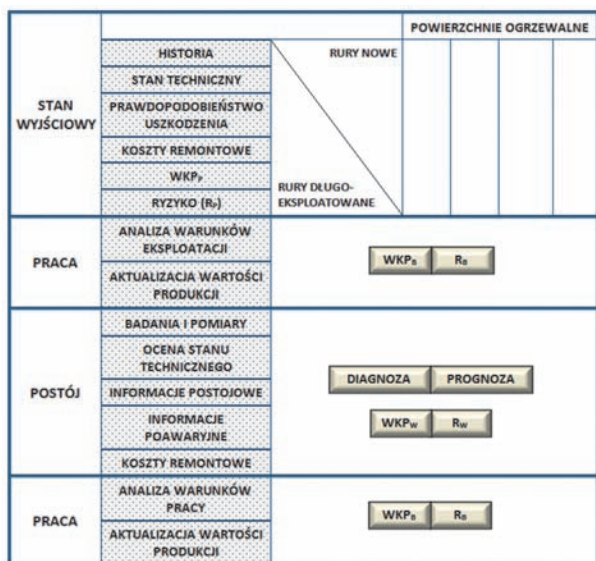
Ryzyko początkowe R_p (2) i bieżące R_B (3) obliczane jest według poniższych wzorów:

$$R_p = (P_p + WKP_p) \times K_p \quad (2)$$

$$R_B = (P_B + WKP_B) \times K_B \quad (3)$$

gdzie:

- R_p, R_B – początkowe i bieżące wartości ryzyka,
- P_p, P_B – początkowe i bieżące wartości prawdopodobieństwa uszkodzenia,
- WKP_p, WKP_B – początkowe i bieżące wartości współczynnika korekty prawdopodobieństwa,
- K_p, K_B – początkowe i bieżące wartości konsekwencji uszkodzenia (nieszczelności wymagającej naprawy/wymiany).



Rys. 2. Schemat bieżącej oceny stanu technicznego oraz obliczeń aktualnej wartości ryzyka

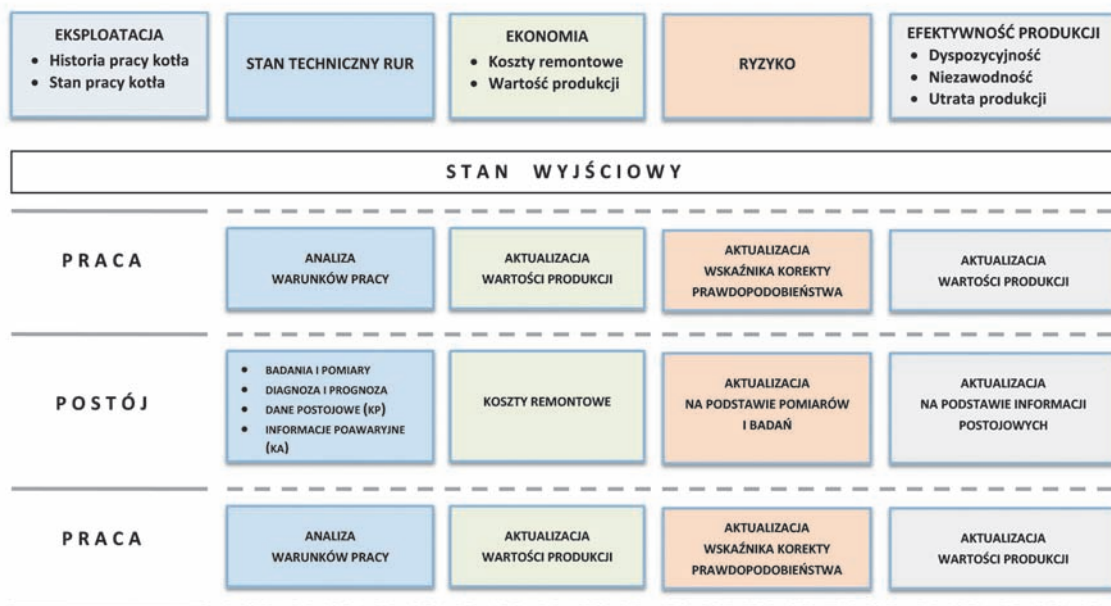
Wymienione we wzorach (2) i (3) wartości początkowe i bieżące system analizuje w trybie on-line przetwarzając zestaw poniżej wymienionych danych (rys. 2):

- wyniki pomiarów i badań nieniszczących,
- wyniki ocen stanu technicznego oraz prognoz trwałości,
- wybrane informacje z Kart Awaryjnych (KA),
- informacje z Kart Postojowych (KP),
- statystyki uszkodzeń,
- parametry pracy: cieplno-mechaniczne i chemiczne,
- informacje ekonomiczne, w zakresie kosztów remontowych oraz wartości (utruty) produkcji,
- wyniki rankingów wskazujące na jakość wszystkich wymienionych danych i informacji.

Program jednocześnie nadzoruje przebieg pięciu procesów, wskazanych na rysunku 3, zintegrowanych z pracą bloku.

Ocenę ryzyka prowadzi się przy poniżej wymienionych założeniach.

1. Odpowiednio zintegrowane informacje z diagnostyki postojowej oraz eksploatacyjnej stanowią podstawę oceny stanu technicznego rur powierzchni ogrzewalnych kotłów (to także nadrzędne założenie koncepcji LM System PRO+®).
2. Podczas postojów oczekuje się diagnostyki rur w poniższym zakresie:
 - pomiary grubości ścianki – co najmniej część z nich (>50%) wykonywana na tych samych rurach w zbliżonym miejscu,
 - badania niszczące – co najmniej raz na 50 000 godzin minimum na dwóch wycinkach z każdego rodzaju r.p.o. w miejscach wybranych przez specjalistę o odpowiednich kompetencjach w zakresie:
 - oględzin,
 - pomiarów geometrii (na przekrojach poprzecznych),
 - składu chemicznego (materiał rury oraz osady na powierzchniach wewnętrznych i zewnętrznych),
 - ilości osadów w przeliczeniu na 1 m² rury,
 - określenia struktury,



Rys. 3. Procesy synchronicznie analizowane przez LM Serwis PRO®

- określenia stopnia wyczerpania trwałości (SWT) na podstawie obliczeń i mikrostruktury (dla rur pracujących powyżej temperatury granicznej/pełzania).
3. Ocena stanu technicznego – zawiera konkluzję czy rury nadają się do dalszej pracy przy niezmiennych parametrach oraz bez potrzeby spełnienia dodatkowych warunków.
 4. Prognoza trwałości – obejmuje bezpieczny czas pracy wyrażony w godzinach, termin i zakres najbliższych badań i pomiarów w celu weryfikacji prognozy lub opracowania nowej.
 5. Prawdopodobieństwo początkowe rur długo eksploatowanych określa się na podstawie statystyk awaryjności kotłów przed modernizacją oraz po modernizacji. Prawdopodobieństwo uszkodzeń dla rur nowych określa się na podstawie ich prognozowanej trwałości oraz statystyki uszkodzeń dla zmodernizowanych kotłów.
 6. Statystyki uszkodzeń (nieszczelności) rur opracowuje się odrębnie dla poszczególnych powierzchni ogrzewalnych wyróżniając co najmniej następujące typy uszkodzeń:
 - erozja,
 - korozja (od powierzchni zewnętrznej i wewnętrznej),
 - przegrzanie,
 - wada technologiczna i/lub materiałowa.
 7. Konsekwencje początkowe (koszty remontowe kotła i poszczególnych powierzchni ogrzewalnych) przyjmuje się na podstawie danych w okresie, jaki upłynął od modernizacji kotłów. Zakłada się identyczne podejście do danych wyjściowych w zakresie wielkości produkcji.
 8. System uwzględnia informacje wynikające z wieloletniego planu remontowego, zmiany planów remontowych są uwzględniane na bieżąco podczas wypełniania Kart Postojowych.

Wszystkie procesy (rys. 3.) synchronizowane są automatycznie. System wymaga ręcznego wprowadzenia danych wyłącznie w zakresie:

- wypełniania Karty Postojowej,
- wypełniania Karty Awaryjnej,
- wprowadzania wyników badań (dla obsługującego System w Elektrowni oznacza to tylko dołączenie gotowych plików w odpowiednim formacie przygotowanych przez firmę wykonującą badania).

Wypełnione kompletnie Karty Postojowe (i Karty Awaryjne) weryfikuje ekspert *Pro Novum*. Informacje i wiedzę zarchiwizowaną *Pro Novum* wykorzystuje m.in. podczas formułowania wniosków i zaleceń na potrzeby raportu okresowego.

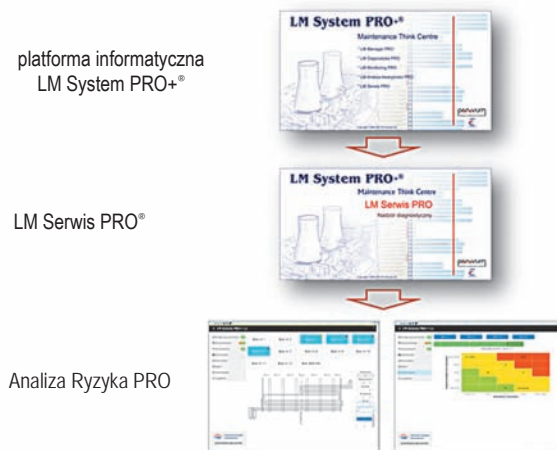
System informatyczny wspierający nadzór diagnostyczny

Nadzór diagnostyczny jak wspomniano wcześniej wspierany jest przez pakiet funkcjonalny LM Serwis PRO® platformy informatycznej LM System PRO+® [5, 6] wersji 3.0 (rys. 4).

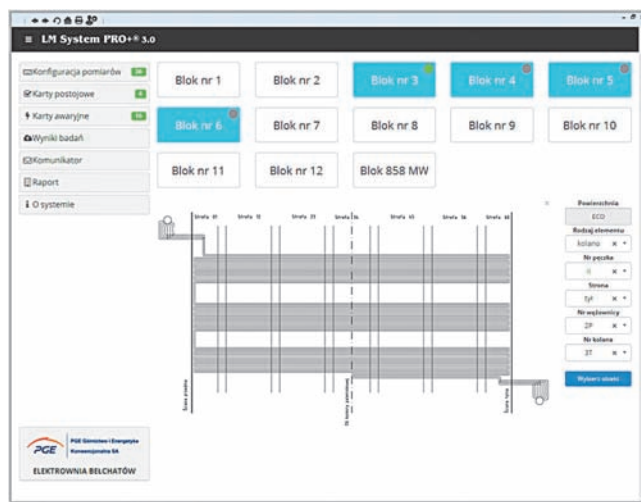
Użytkownik aplikacji pracuje w obrębie okna serwisowego, które służy do nawigacji po modułach i funkcjach. System posiada również nawigację po obiekcie (rurach powierzchni ogrzewalnych) wg nazewnictwa i standardów elektrowni (rys. 5).

Poszczególne moduły aplikacji serwisowej służą m. in. do:

- prowadzenia systemowej korespondencji/komunikacji pomiędzy Specjalistami Elektrowni a Specjalistami *Pro Novum* w sposób zbliżony do korespondencji e-mail,



Rys. 4. Software *Pro Novum* wspierający analizę ryzyka w trybie on-line



Rys. 5. Nawigacja po obiekcie w zakresie powierzchni ogrzewalnej

- rejestracji i analizy pomiarów cieplno-mechanicznych i chemicznych przeznaczonych przede wszystkim do analizy warunków pracy rur z wykorzystaniem algorytmów systemowych,
- uzupełnienia przez Koordynatora ze strony Elektrowni informacji na temat:
 - rodzaju zidentyfikowanego przez System postoiu,
 - wykonywanych badań, napraw, wymian,
 - zastosowanych konserwacji, czyszczeń, prób ciśnieniowych,
 - wyników badań wykonywanych,
 - wielkości produkcji pomiędzy ostatnimi postojami,
 - utraty produkcji z tytułu niewyprodukowanej energii podczas postoiu,
 - kosztu remontu kotła,
 - kosztu remontu poszczególnych powierzchni ogrzewalnych,
 - przyczyny bezpośredniej i pośredniej awarii,
 - informacji czy usunięto przyczynę pośrednią awarii,
 - dokumentu z ekspertyzy poawaryjnej.

Raport systemowy zawiera najważniejsze informacje diagnostyczne dotyczące stanu technicznego poszczególnych powierzchni ogrzewalnych:

- podstawowe informacje o charakterze ewidencyjnym m.in. dotyczące celu pracy, okresu analizy oraz przedmiotu nadzoru diagnostycznego,
- informacje na temat czasu pracy i liczby uruchomień (w tym z poszczególnych stanów cieplnych) kotła (rys. 6).

HISTORIA		Liczba uruchomień ze stanu				
Blok nr 3	Czas pracy [godz.]	zimnego	ciepłego	gorącego	razem	
od uruchomienia	211578	197	176	84	593	
od remontu modernizacyjnego	49290	45	31	34	110	
od rozpoczęcia nadzoru	2812	1	1	4	6	
w okresie analizy	2812	1	1	4	6	

Rys. 6. Sekcja Historia raportu serwisowego

- analizę warunków pracy cieplno-mechanicznych i chemicznych (rys. 7).

WARUNKI EKSPLOATACJI	
E	OK
ECO	OK
P0	OK
P1A	OK
P1B	OK
P3	OK
P4	OK
M1	OK
M2	OK

Rys. 7. Sekcja Warunki eksploatacji raportu

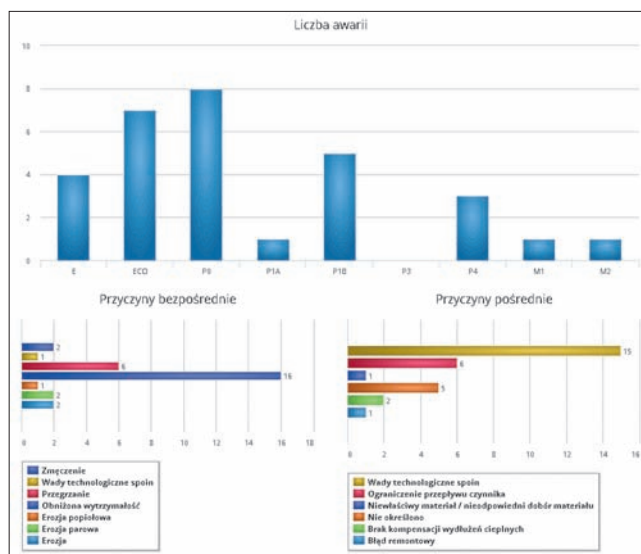
- serwisowego dane dotyczące aktualnego stanu technicznego powierzchni ogrzewalnych,
- aktualne prognozy trwałości i zalecany czas do kolejnych badań (rys. 8).

STAN TECHNICZNY	
E	OK
ECO	OK
P0	OK
P1A	OK
P1B	OK
P3	OK
P4	OK
M1	OK
M2	OK

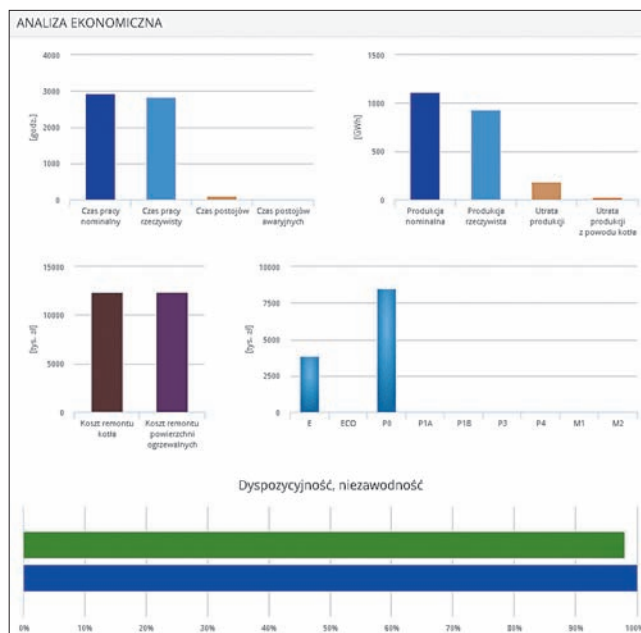
PRÓGNOZA		
Typ pow. ogrzew.	Czas do kolejnych badań	Prognoza trwałości
E	81%	69%
ECO	81%	69%
P0	81%	69%
P1A	91%	75%
P1B	81%	69%
P3	91%	75%
P4	91%	75%
M1	91%	75%
M2	91%	75%

Rys. 8. Sekcja Stan techniczny i Prognoza raportu serwisowego

- statystyki uszkodzeń w postaci wykresów przedstawiających liczbę uszkodzeń na poszczególnych powierzchniach ogrzewalnych wraz z informacjami o przyczynach pośrednich i bezpośrednich (rys. 9).
- analizę ekonomiczną (rys. 10).



Rys. 9. Sekcja Analiza Awaryjności raportu serwisowego



Rys. 10. Sekcja Analiza Ekonomiczna raportu serwisowego



Rys. 11. Sekcja dotycząca Oceny Ryzyka

- prawdopodobieństwa uszkodzenia, oceny ryzyka (rys. 11),
- wnioski, zalecenia, uwagi przekazane przez eksperta *Pro Novum* raz na określony z Zamawiającym termin raportów.

Doświadczenia związane z ponad rocznym wykonywaniem nadzoru diagnostycznego

W ramach nadzoru diagnostycznego wykonano dotychczas – dla każdego z monitorowanych kotłów – 4 raporty serwisowe. Dodatkowo wykonano poszerzoną ekspertyzę poawaryjną (dla jednej z powtarzających się awarii na tym samym przegrzewaczu pary), która w sposób jednoznaczny przedstawiła przyczynę problemu oraz ewentualny sposób jej rozwiązania. Prowadzona jest w Systemie korespondencja/komunikacja pomiędzy Specjalistami Elektrowni a Specjalistami *Pro Novum* na tematy techniczne oraz systemowe. Odbyło się parę bezpośrednich spotkań na temat wyników pracy Systemu, omówienia raportów czy rozmów prowadzących do rozwoju/ulepszenia aplikacji serwisowej. Taka uporządkowana wiedza, w szybki sposób dostępna dla Użytkownika, pozwala lepiej podejmować kluczowe decyzje diagnostyczno-reмонтowe na monitorowanych węzłach konstrukcyjnych.

Korzyści związane z wdrożeniem nadzoru diagnostycznego:

- automatycznie generowana historia eksploatacji,
- bieżąca ocena stanu powierzchni ogrzewalnych kotłów,
- aktualna prognoza trwałości i zalecany czas do kolejnych badań,
- analiza wskaźników ekonomicznych,
- syntetyczna wiedza w formie raportu systemowego generowanego automatycznie z dopisanymi wnioskami i zaleceniami Eksperta.

Dostępność informacji i wiedzy jw. zmniejsza pracochłonność i wpływa na poprawę jakości zarządzania utrzymaniem stanu technicznego urządzeń o podstawowym znaczeniu dla dyspozycyjności bloków/elektrowni.

Wykorzystanie informacji i wiedzy przez służby utrzymaniowe elektrowni

Dokonujące się zmiany modelu i organizacji zarządzania majątkiem produkcyjnym elektrowni oraz ciągła presja na redukcję kosztów utrzymania sprawiają, że nawet najlepiej napisane przepisy, instrukcje, wytyczne, etc nie zapewniają wykonywania, na odpowiednim poziomie technicznym, adekwatnych do aktualnego stanu technicznego urządzeń, zakresów badań oraz remontów. Wyraźnie daje się odczuć brak zrozumiałego i akceptowanego, przez wszystkie strony procesu utrzymaniowego, języka oraz kryteriów podejmowania lub zaniechania działań. To od dawna znany problem, który nie doczekał się rozwiązania pomimo możliwości, jakie stwarza obecnie zarządzanie wiedzą i informacją. Propozycja wykorzystania oceny ryzyka jako metajęzyka integrującego bezpieczeństwo, technikę i ekonomię stwarza początki rozwiązania tego problemu. Wdrożony nadzór diagnostyczny nad powierzchniami ogrzewalnymi kotłów K3-K6 na podstawie analizy ryzyka (integracja zagadnień technicznych, ekonomicznych i organizacyjnych) jest narzędziem, które udostępnia materiał do dyskusji, zwłaszcza z kierownictwem Elektrowni i Departamentem Zarządzania Majątkiem.

Możliwe kierunki rozwoju usługi

Dotychczasowe doświadczenia oraz wyniki analiz Specjalistów Elektrowni i *Pro Novum* wskazują na możliwość poszerzenia zakresu analiz na poszczególnych kotłach, jak również zwiększenia liczby monitorowanych zmodernizowanych kotłów.

Widzimy następujące kierunki rozwoju nadzoru diagnostycznego:

- 1) wykonywanie nadzoru na pozostałych zmodernizowanych kotłach BB-1150,
- 2) wykonywanie nadzoru na nowym kotle BB-2400 bloku 858 MW,
- 3) rozszerzenie funkcjonalności części analitycznej programu LM Serwis PRO[®] o:
 - wskazywanie miejsc najbardziej narażonych na nieszczelności,
 - wskazywanie najbardziej prawdopodobnego czasu wystąpienia nieszczelności,
 - analizę niezgodności systemowych prognoz i rzeczywistych nieszczelności,
 - automatyczne generowanie komunikatów zalecających profilaktyczne:
 - badania,
 - modernizacje,
 - wymiany.

Możliwe kierunki rozwoju nadzoru diagnostycznego obecnie są przedmiotem rozmów/uzgodnień pomiędzy zainteresowanymi stronami.

Podsumowanie i wnioski

Zdecydowana większość systemów zarządzania wiedzą o aktualnej kondycji infrastruktury technicznej elektrowni musi bazować na diagnostyce wykonywanej na odpowiednio wysokim poziomie oraz w zdalnym trybie. Archiwizacji podlegać powinna wyłącznie wiedza, zwłaszcza o charakterze korporacyjnym.

Wdrożony nadzór diagnostyczny przy wykorzystaniu programu LM Serwis PRO[®] w celu wspierania utrzymania stanu technicznego powierzchni ogrzewalnych kotłów K3-K6 to pierwszy krok w kierunku integracji informacji opartych na diagnostyce oraz kosztów remontowych i wolumenu produkcji, z uwzględnieniem racjonalnie zdefiniowanego ryzyka jako czynnika optymalizującego ekonomiczny efekt działalności elektrowni.

Korzyści płynące z nadzoru diagnostycznego:

- podejście w maksymalnym stopniu inżynierskie,
- zaawansowane wykorzystanie diagnostyki,
- wsparcie dla planowania remontów wg wszystkich znanych strategii remontowych,
- możliwości uprawiania „racjonalnego hazardu” w zakresie kształtowania kosztów utrzymania.

PIŚMIENNICTWO

- [1] RIMAP CEN Workshop Document: Risk-based inspection and maintenance procedures for European Industry. Stuttgart/Brussels, March 2007 (Dokument opracowany z udziałem *Pro Novum*).

- [2] Shibli A., Le Mat-Hamata N., Risk-based Maintenance and his Application to Boiler Plant. ETD RBM Seminar London. November 2006.
- [3] Ablitt Ch., Cane B., Rogers M., Kirkland R., Optimised Outage Planning of Fossil Boilers Using Riskwise™. Risk-Based Inspection Software. ETD RBM Seminar London. November 2006.
- [4] Trzecznyński J., Murzynowski W., Stanek R., Analiza ryzyka jako wsparcie utrzymania stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni, *Dozór Techniczny* 2012, nr 4.
- [5] Trzecznyński 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.
- [6] Trzecznyński J., System diagnostyczny zapewniający bezpieczną pracę bloków 200 MW eksploatowanych powyżej 300 000 godzin, *Dozór Techniczny* 2012, nr 1.

Kamil Staszatek, Przemysław Syty

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

Uszkodzenia wtryskowych schładzaczy pary w kontekście regulacyjnej pracy bloku

Desuperheaters failures in cyclic operation mode

Temperatura pary przegrzanej w kotle podlega fluktuacjom związanym z wieloma zmiennymi eksploatacyjnymi. Na jej wzrost lub spadek wpływ ma m.in. nadmiar powietrza w komorze paleniskowej, temperatura wody zasilającej, czystość powierzchni ogrzewalnych, praca palników czy jakość paliwa [1]. Najistotniejszym czynnikiem jest jednak obciążenie bloku oraz jego zmiany. Wzrost obciążenia prowadzi do wzrostu temperatury spalin, które omywają powierzchnie ogrzewalne. W przypadku przegrzewaczy pary, które odbierają ciepło na drodze konwekcji, wzrost temperatury spalin powoduje zwiększenie temperatury pary przegrzanej. Przegrzewacz opromieniowany, w sytuacji wzrostu obciążenia, reaguje odwrotnie – temperatura pary spada. Osiągnięcie wysokiej sprawności w dużym zakresie obciążeń wymaga zapewnienia stałej temperatury pary na wylocie z kotła [2], co w dzisiejszych realiach eksploatacyjnych oznacza, że wymagana jest regulacja w szerokim zakresie.

Wtryskowe schładzacze pary zaliczane są do najbardziej skutecznych i rozpowszechnianych metod regulacji temperatury pary przegrzanej. Należy jednak pamiętać, że elementy układu regulującego temperaturę pary przegrzanej w kotle mają trudne warunki pracy, ponieważ przenoszą nie tylko naprężenie stałe (ciśnienie) lecz, przede wszystkim, zmienne (cieplne), w tym również naprężenia powstałe od udarów cieplnych (termoszoki). W wyniku zmiany charakteru pracy wielu bloków ze stacjonarnej na regulacyjną, częstszych uruchomień i odstawień oraz obniżenia minimum produkcyjnego, zintensyfikowały się procesy, które mogą prowadzić do uszkodzeń schładzaczy.

W niniejszym artykule przedstawiono problematykę eksploatacji wtryskowych schładzaczy pary zarówno pod kątem wpływu regulacyjnej pracy bloku jak i typowych uszkodzeń. Ponadto pokazano, jak należy prowadzić diagnostykę, aby zapewnić maksymalną niezawodność i dyspozycyjność schładzacza.

Zasada działania schładzaczy

Schładzacze najczęściej pracują pomiędzy poszczególnymi stopniami przegrzewacza pary lub na jego wylocie. W przypadku przegrzewaczy o bardziej skomplikowanej budowie, kiedy w grodziach jednego stopnia obieg pary realizowany jest dwukrotnie, tj. po przejściu przez wewnętrzne grodzie para jest kierowana na przód kotła, do pośrednich komór wlotowych i następnie do grodzi zewnętrznych, schładzacz może być zabudowany przed wspomnianymi komorami pośrednimi. W kotłach o dużej wydajności, zazwyczaj każdy stopień przegrzewacza pary wyposażony jest w osobny regulator temperatury. Takie rozwiązanie zapewnia większą kontrolę i pozwala m.in. ograniczać konsekwencje pracy węzłownic przegrzewaczy w zbyt wysokich temperaturach oraz negatywny wpływ zbyt wysokiej temperatury pary na wysokopiętną część turbiny. Ponadto schładzacze pary o zbliżonej konstrukcji spotykamy w stacjach redukcyjno-schładzających.

Obniżenie temperatury pary uzyskuje się poprzez wtryskiwanie rozpylonej w dyszach wody do strumienia przepływającej pary [2]. W wyniku rozpylenia, dużej prędkości przepływu pary,

turbulencji w przepływie oraz wysokiej temperatury, woda odparowuje, miesza się z parą i ją ochładza (ciepło potrzebne na odparowanie odbierane jest od pary). Istotną kwestią mającą wpływ na pracę schładzacza ma m.in. skuteczność rozpylenia wody, czyli tzw. atomizacja. Proces ten można podzielić na dwa etapy [3]:

- pierwotną atomizację, tj. tworzenie się kropelek wody w wyniku przepływu wody przez dysze rozpylające,
- wtórną atomizację, czyli rozrywanie istniejących kropelek wody w wyniku działania dynamicznej siły przepływającej pary.

Proces kończy się wrzeniem wody uformowanej w krople i odparowaniem. Im mniejsze są krople, tym skuteczniejsze jest odparowanie. Niezapewnienie odpowiedniej atomizacji prowadzi do zaburzenia procesu odparowania co, jak pokazano w dalszej części artykułu, może mieć katastrofalny wpływ na trwałość komory schładzacza.

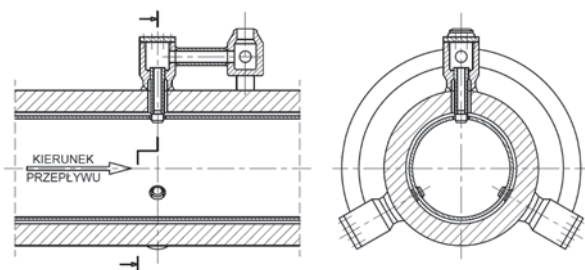
Konstrukcja schładzaczy

Uogólniając, wtryskowy schładzacz pary składa się z komory (rurociągu), w której następuje proces schładzania, wewnętrznej rury tzw. koszulki termicznej, mającej za zadanie zabezpieczenie powierzchni wewnętrznej komory przed niepożądanym działaniem rozpylonej wody (dodatkowo sprzyja ona wtórnej atomizacji poprzez zwiększenie prędkości przepływu oraz zawirowanie strugi [3]) oraz aparatu wtryskowego wraz z całym układem hydraulicznym. Mimo pozornej prostoty, ich budowa może być skomplikowana, szczególnie jeśli chodzi o aparaty wtryskowe i dysze. Mnogość konstrukcji nie pozwala przedstawić wszystkich rozwiązań, więc w niniejszym artykule omówiono te najczęściej spotykane.

Pierwsza metoda klasyfikacji schładzaczy uwzględnia kierunek wtryskiwania wody chłodzącej do komory. I tak wtrysk wody może być realizowany:

- prostopadle do przepływu pary,
- osiowo do przepływu pary.

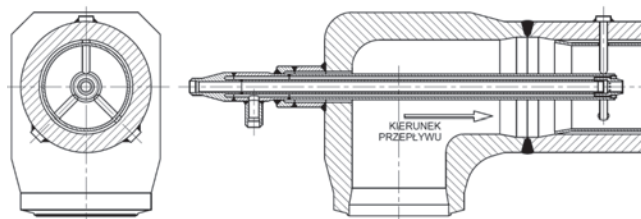
W pierwszym przypadku, poprzez obwodowo rozmieszczone na komorze (rurociągu) króćce oraz aparaty wtryskowe, woda za pomocą dysz wtryskiwana jest prostopadle do kierunku przepływu pary (rys. 1).



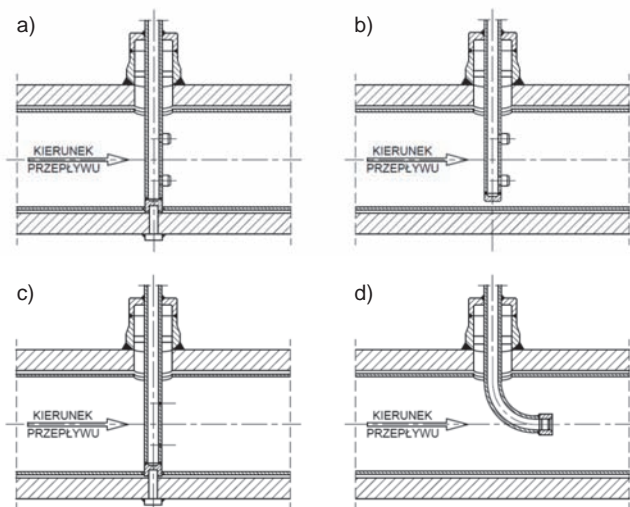
Rys. 1. Schładzacz pary z prostopadłym wtryskiem wody chłodzącej; na zewnątrz widoczny układ dostarczania czynnika chłodzącego do aparatów wtryskowych

W przypadku osiowego wtrysku pary spotkać możemy zazwyczaj dwa rozwiązania. Pierwsze charakteryzuje się umiejscowieniem aparatu wtryskowego równoległe do przepływu pary - montowany wtedy jest on na początku komory od strony wlotu pary (rys. 2). W drugim przypadku, aparat (lub aparaty) zamon-

towany jest prostopadle do przepływu pary, jednak woda chłodząca poprzez zakrzywioną lancę (w kształcie litery „L” – rys. 3d) lub dyszę (zamontowaną na prostej lancie – rys. 3a,b,c – ostatnie rozwiązanie charakteryzuje się dyszami wkręconymi w korpus lancy) wtryskiwana jest równoległe do przepływu pary.



Rys. 2. Schładzacz pary z osiowo zamontowanym aparatem wtryskowym i osiowym wtryskiem czynnika chłodzącego



Rys. 3. Schładzacze z prostopadle zamontowanym aparatem wtryskowym i osiowym wtryskiem czynnika chłodzącego: a i b – prosta lancy (rozwiązania różnią się kątem mocującym lancy do dolnej tworzącej komory), c – lancy z dyszami wkręconymi w korpus, d – lancy w kształcie litery „L”

Drugi sposób klasyfikacji dokonuje podziału ze względu na to, w jaki sposób rozpylana jest woda wtryskowa, a konkretnie, jaki rodzaj energii jest do tego wykorzystywany. Rozróżniamy dwa rozwiązania [5]:

- jednoczynnikowe – do rozpylenia wody wykorzystywana jest jej własna energia; różnica ciśnienia statycznego przed i za rozpylaczem zamieniana jest na ciśnienie dynamiczne, które prowadzi do rozpylenia wody;
- dwuczynnikowe – do rozpylenia wykorzystywana jest dodatkowy czynnik w postaci pary lub sprężonego powietrza.

Konstrukcje schładzaczy jednoczynnikowych i dwuczynnikowych różnią się w zasadzie budową aparatu wtryskowego i układu hydraulicznego, przy czym w tym drugim przypadku konstrukcja jest bardziej złożona. Sam układ hydrauliczny, w zależności od rozwiązania, może posiadać zintegrowany z aparatem wtryskowym zawór kontrolujący strumień przepływającego czynnika (np. w formie tłoka poruszającego się wewnątrz lancy wtryskowej i odślaniającego lub zastaniającego kolejne wloty do dysz) lub osobny zawór poza układem wtryskiwacza

(np. w przypadku obwodowych wtrysków wody chłodzącej). Woda chłodząca do tych układów to zazwyczaj woda zasilająca lub skropliny pary nasyconej.

Osobnym, bardzo szerokim tematem, w kontekście konstrukcji, są dysze wtryskowe (rozpylacze) odpowiedzialne za prawidłowe rozpylenie, czyli atomizację wody wtryskowej. W schładzaczach dla energetyki stosuje m.in. dysze [5]:

- wirowe – stosowane w przypadku układów jednoczynnikowych; struga wody chłodzącej, przepływając przez komorę wirową oraz kanały dopływowe jest następnie rozpylana w postaci stożkowej błony w strumień pary przegrzanej;
- wirowo-strumieniowe – łączy cechy dysz wirowych i strumieniowych (w których czynnik wypływa w postaci strugi);
- dysze dwuczynnikowe – w dyszy zawirowaniu podlega przynajmniej jeden z czynników (ciecz chłodząca lub para/powietrze); strumienie mogą być skrzyżowane, równoległe lub prostopadłe.

Dysze mogą być zamontowane poza obrębem lancy wtryskowej lub wkręcane w jej korpus. W polskiej energetyce spotykane są również konstrukcje, które charakteryzują się brakiem dysz rozpylających. Woda chłodząca wtryskiwana jest poprzez nawiercaną w wiele małych otworów lancy aparatu wtryskowego. W takim układzie uzyskanie wymaganych parametrów atomizacji jest trudne i często kończy się to „pluciem” wody na rozgrzaną „koszulkę” ochronną lub w przypadku jej uszkodzenia i rozerwania – na komorę.

Bogata literatura przedstawia więcej rozwiązań konstrukcyjnych, szczególnie w przypadku kotłów odzysknicowych, gdzie regulacja temperatury pary ma trochę inny charakter niż w przypadku kotłów tradycyjnych.

Wpływ regulacyjnej pracy bloku na eksploatację i stan schładzacza wtryskowego

Nowe warunki ekonomiczne w energetyce sprawiły, że wiele kotłów, które były projektowane na pracę w innych warunkach, musi opuścić stosunkowo bezpieczną strefę pracy w podstawie zapotrzebowania na energię elektryczną i kończyć swój żywot w regulacji. W przypadku schładzaczy pary, w zasadzie nie pojawiły się nowe bezpośrednie przyczyny problemów związanych z takim charakterem pracy. Istotą zagadnienia pracy schładzacza w regulacji jest intensyfikacja procesów i zdarzeń (takich jak częstsze rozruchy, odstawienia, zmiany obciążenia oraz obniżenie minimum produkcyjnego), które mogą doprowadzić do awarii.

Poniżej przedstawiono niektóre problemy, które mogą zaistnieć w różnych momentach cyklu pracy bloku:

- schładzacze wtryskowe wymagają odpowiedniego przepływu pary, aby woda wtryskowa skutecznie mogła odparować; przy niskich obciążeniach przepływ pary może być niewystarczający, co doprowadzić może do zraszania powierzchni wewnętrznej schładzacza i uszkodzeń termoszkokowych lub zbierania się wody w obrębie komory schładzacza;
- w przypadku schładzaczy wyposażonych w aparaty wtryskowe z lancami bez dysz (rury z nawierconymi otworami) do prawidłowego rozpylenia wody wymagana jest odpowiednio duża turbulencja w przepływie pary; przy częstych uruchomieniach i odstawieniach zapewnienie takich warunków jest bardzo trudne lub niemożliwe;

- przy bardziej zaawansowanych konstrukcjach, w których jest możliwa pierwotna atomizacja w dyszach, konieczna jest precyzyjna regulacja strumienia wody wtryskowej dostosowana do niskiego przepływu przy niskim obciążeniu; w dwóch skrajnych przypadkach woda wtryskowa może w ogóle nie być rozpylana (zbyt małe natężenie przepływu strumienia czynnika chłodzącego) lub może być jej za dużo;
- w czasie rozruchu, przy niewystarczającej kontroli i pojawieniu się nagłego skoku temperatury pary, schładzacz może dostarczyć zbyt dużą ilość wody, która nie zdąży odparować;
- w sytuacji kiedy schładzacz nie pracuje i nie ma przepływu wody chłodzącej przez aparat wtryskowy, para omywająca lancę nagrzewa ją do wysokiej temperatury; uruchomienie schładzacza spowoduje doprowadzenie, do gorącej lancy, stosunkowo chłodniejszej wody, co może skutkować uszkodzeniami termoszkokowymi, a następnie pęknięciem lub nawet jej urwaniem; bardzo często wiąże się to z kolejnymi uszkodzeniami, tym razem już „koszulki” ochronnej i komory, wynikającymi z niekontrolowanego wycieku wody chłodzącej z uszkodzonej lancy.

Każdy rozruch, odstawienie, praca przy obniżonym minimum produkcyjnym oraz zmiana obciążenia to również zwielokrotnienie cykli termicznych, które w takiej ilości nie były brane pod uwagę w czasie projektowania. Taka sytuacja wymusza na użytkownika precyzyjną i sumienną kontrolę pracy układu wtryskowego oraz błyskawiczne reagowanie na nieprawidłowości. W innym przypadku konsekwencje mogą być bardzo kosztowne, co przedstawiono w dalszej części artykułu.

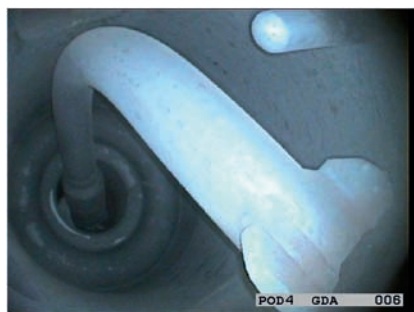
Uszkodzenia schładzaczy wtryskowych

Głównym źródłem problemów w schładzaczach wtryskowych jest instalacja doprowadzająca oraz rozpylająca czynnik chłodzący (czyli układ hydrauliczny oraz aparat wtryskowy wraz z dyszami). Od stanu tej instalacji zależy więc nie tylko prawidłowe schłodzenie pary, lecz też bardzo często stan „koszulki” termicznej oraz samej komory, a co za tym idzie – stan całego schładzacza. Do najczęściej spotykanych problemów instalacji wtryskowej zalicza się:

- zacinanie zaworów oraz otworów wtryskowych,
- nieszczelność na zaworach układu hydraulicznego,
- nieszczelność na połączeniach kołnierzowych rurociągów parowych i na rurociągu wodnym,
- niewspółosiowość rozpylania wody w stosunku do osi komory/rury osłonowej,
- urywanie się „lanc” od aparatów wtryskowych oraz ich pęknięcie w wyniku drgań (rys. 4 i 5) [6],
- uszkodzenie się i urywanie/wypadanie dysz wtryskowych (rys. 6) [7].

Część z wymienionych problemów prowadzi do zaburzenia procesu rozpylenia czynnika chłodzącego lub całkowitego jego braku. Najczęściej jednak konsekwencje nieprawidłowej pracy są bardziej złożone i dodatkowo jej skutkiem są następujące uszkodzenia:

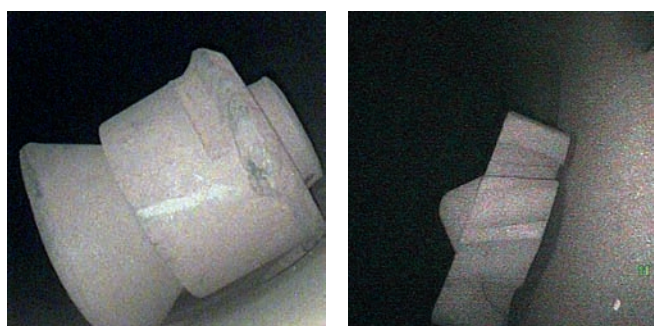
- pęknięcia „koszulek” ochronnych (rys. 7) [8],
- pęknięcia termoszkokowe komór w rejonie króćców aparatów wtryskowych (rys. 8 i 9) [6,9],
- uszkodzenia komór w wyniku zalegania wody (rys. 10),
- pęknięcia komór oraz „koszulki” ochronnej przy otworach kotłów do regulacji położenia rury osłonowej (rys. 11).



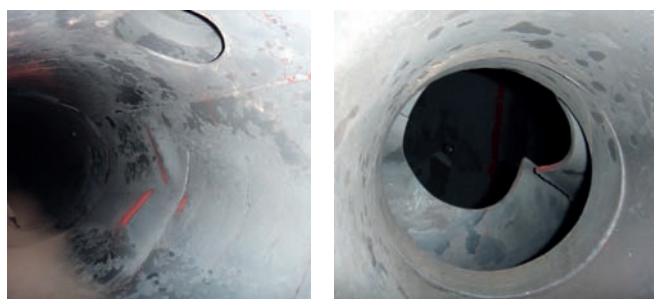
Rys. 4. Urwana lanca (w kształcie litery „L”) aparatu wtryskowego, w tle widoczna wyczystka komory schładzacza, o którą opiera się lanca



Rys. 5. Urwana lanca aparatu wtryskowego. Widoczny zmęczeniowy charakter krawędzi pęknięcia



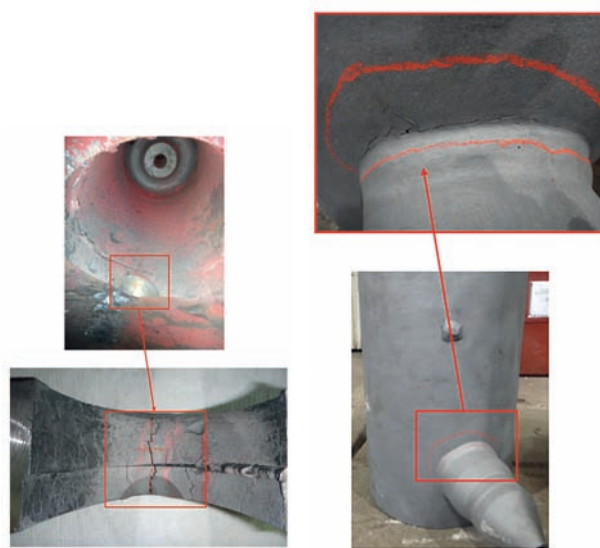
Rys. 6. Urwana dysza (strona lewa) i zawirowywacz strugi (strona prawa); w obu przypadkach zakrywają otwory pod węzownice, a więc ograniczają przepływ pary



Rys. 7. Popękana rura ochronna lewa strona – widoczne poprzeczne do osi komory pęknięcia; prawa strona – widok przez króciec aparatu wtryskowego – popękana i powyginana rura ochronna



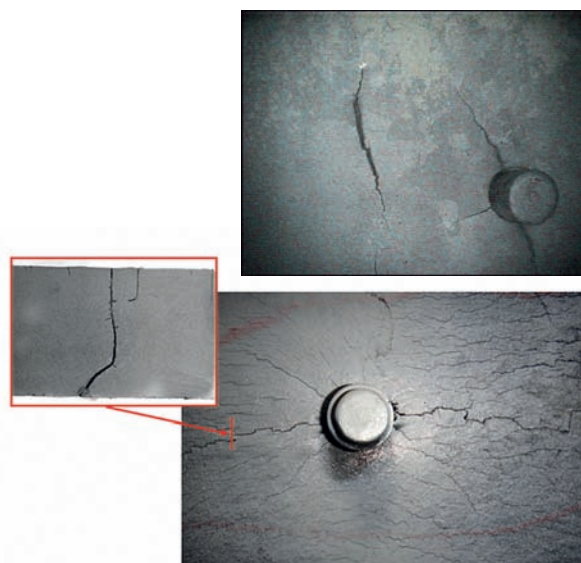
Rys. 8. Pęknięcia słoneczkowe otworu pod króciec aparatu wtryskowego; zdjęcie wykonano po odcięciu króćca oraz po badaniach MT



Rys. 9. Lewa strona – pęknięcia na powierzchni wewnętrznej schładzacza i króćca pod aparat wtryskowy; widoczne ślady wcześniejszych napraw; zdjęcia wykonano przed piaskowaniem oraz po wycięciu fragmentu komory oraz badaniach MT; prawa strona – pęknięcia obwodowe na spoinie pachwinowej króćca aparatu wtryskowego



Rys. 10. Wybrzuszenie na dolnej tworzącej komory schładzacza spowodowane zaleganiem wody



Rys. 11. Góra – uszkodzona „koszulka” ochronna w okolicy kołka regulującego położenie rury w komorze schładzacza; dół – pęknięcia słoneczkowe oraz siatka pęknięć na powierzchni wewnętrznej przy otworze pod kołek centrujący „koszulkę” ochronną; zdjęcie wykonano po badaniu MT; na szczególnie widoczny przekrój przez grubość ścianki w zaznaczonym czerwoną linią miejscu

Uszkodzenia schładzaczy wynikają nie tylko z charakteru jego pracy, lecz często mają swoje źródło w pracach wykonywanych w czasie remontu w obrębie układu schładzacza. Niewłaściwie przeprowadzony remont może doprowadzić do takich problemów, jak:

- przemieszczenia „koszulki” ochronnej (osiowej) w przypadku błędnego wykonania spoin mocujących rurę osłonową do komory (może doprowadzić do urwania lancy),
- błędny montaż aparatu wtryskowego – woda wtryskowa rozpylana w kierunku przeciwnym do strumienia pary (czyli w kierunku rury lub komory niezabezpieczonej „koszulką” ochronną),
- niewspółosiowość rozpylania wody w stosunku do osi komory/rury osłonowej (w wyniku błędnego montażu aparatu wtryskowego).

Dodatkowo schładzacz może generować problemy w dalszych elementach układu przegrzewacza pary, takie jak:

- przytkanie otworów pod węzownice przez urwane elementy aparatu wtryskowego lub rury ochronnej (rys. 6), co ogranicza przepływ pary w przytkanych węzownicach,
- wpływ czynnika chłodzącego do komór za układem schładzacza (termoszk).

Wymienione problemy i uszkodzenia, jak już wspomniano, zazwyczaj mają złożony charakter i nie występują pojedynczo. Popękane „koszulki” ochronne i otwory to konsekwencje niesprawnego działania układu hydraulicznego lub uszkodzenia samego aparatu wtryskowego (lanc lub dysz), co może wiązać się (w przypadku oderwania lancy lub dyszy) z zatykaniem otworów pod węzownice w komorach zlokalizowanych za schładzaczem. Ta zależność idealnie obrazuje złożoność problemu diagnostyki schładzacza i analizy przyczyn awarii.

Zapobieganie uszkodzeniom

Problemy w obrębie układu schładzacza wtryskowego, w skrajnych przypadkach, skutkują nie tylko jego uszkodzeniem, ale mogą prowadzić do poważnych problemów w dalszych częściach przegrzewacza pary oraz w turbinie. Dlatego ważną kwestią (i opłacalną pod względem ekonomicznym) jest zapobieganie uszkodzeniom oraz prawidłowo prowadzona diagnostyka.

Duży wpływ na niezawodność pracy układu schładzacza ma jego konstrukcja oraz sposób zabudowania w kontekście rurociągów komunikacyjnych i komór przegrzewacza. Dla prawidłowego działania schładzacza konieczne jest zapewnienie odpowiedniej długości jego części odparowującej, tj. od punktu wtrysku wody chłodzącej do przekroju, poza którym w strumieniu pary nie ma już wilgoci. W innym przypadku, gdy np. za zbyt krótkim odcinkiem komory schładzacza (rurociągu) zabudowane jest kolano, prowadzi to najprawdopodobniej, będzie do zraszania jego powierzchni wewnętrznej i jego uszkodzenia (należy jednak zaznaczyć, że kolana mają pozytywny wpływ na zawirowanie strumienia pary, co usprawnia proces schładzania [10]).

Aby proces regulowania temperatury pary mógł przebiegać prawidłowo, konieczna jest jego kontrola. W schładzaczach wtryskowych jest to realizowane poprzez termopary, które najczęściej mierzą temperaturę pary przed i za schładzaczem. Zabudowanie termopary za schładzaczem, zbyt bli-

ska aparatu wtryskowego, w strefie, gdzie woda jeszcze nie w pełni odparowała i nie wymieszała się z parą, skutkować będzie błędnym wynikiem pomiaru. Regulacja na podstawie takiego pomiaru nie będzie więc skuteczna. Warto zwrócić uwagę na to, jak się zachowuje schładzacz w czasie pracy przy różnych obciążeniach, gdyż to może mieć wpływ na długość strefy odparowania, a co za tym idzie – na prawidłową lokalizację termopary.

Równie ważne jak prawidłowa konstrukcja jest prawidłowe wykonanie montażu. Znane są przypadki, kiedy to aparat wtryskowy został zamontowany w przeciwprądzie, co ostatecznie może prowadzić do uszkodzenia zarówno układu wtrysku jak i komory. Powyższy przykład jest skrajny, jednak często w zamieszaniu towarzyszącemu remontowi, jakość montażu pozostawia wiele do życzenia. Zaniedbania w czasie remontu są częstymi przyczynami awarii schładzaczy i kosztownych wymian. Przy wykonaniu właściwego montażu schładzacz powinien pracować niezawodnie, zwłaszcza przy zachowaniu układu współosiowości komory, aparatu wtryskowego i rury osłonowej. W przypadku gdy osie symetrii – komór, wtryskiwaczy oraz rury osłonowej nie pokrywają się, dochodzi do sytuacji, w której lokalnie mogą być zraszone elementy schładzacza.

Ostatnim krokiem, który może przedsięwziąć użytkownik jest zapewnienie odpowiedniej jakości wody chłodzącej (wtryskowej) wykorzystywanej w układzie schładzacza. Niedotrzymanie jej, w tym obecność zanieczyszczeń stałych, może być źródłem dodatkowych osadów na węzownicach i komorach przegrzewaczy oraz na łopatkach turbiny. Szczególnie ważne staje się to w momencie, kiedy przy częstych zmianach obciążenia bardzo trudno jest utrzymać wymagane parametry wody oraz jej ilość wtryskiwaną do komory schładzacza.

Dla kotłów, które dotychczas nie pracowały w intensywnej regulacji, istotne jest, aby w istniejących układach wtryskowej regulacji temperatury pary, dodatkowo poza wymienionymi powyżej kwestiami, zwrócić uwagę na [4] ciśnienie, przepływ i temperaturę czynnika chłodzącego w czasie pracy przy różnych obciążeniach (jeden cykl chłodzenia i nagrzewania występuje w czasie jednej minuty wskutek zmian w przepływie wody chłodzącej). Dodatkowe naprężenia cieplne, wywołane wahaniami temperatury, w czasie projektowania schładzacza nie są brane pod uwagę. Jeżeli kocioł w ciągu doby pracuje około osiem – dziesięć godzin na obniżonej wydajności, to pęknięcia mogą już wystąpić po kilku dniach.

Diagnostyka

W poprzednim rozdziale omówiono, jak na etapie montażu i eksploatacji, prowadząc odpowiednie działania, zapobiegać uszkodzeniom. Zazwyczaj jednak nie jest możliwe całkowite ich uniknięcie, jednak dobrze prowadzona diagnostyka pozwala w maksymalnym stopniu zmniejszyć ryzyko wystąpienia awarii.

W tabeli 1 zamieszczono rodzaje badań, jakie należy wykonać na schładzaczach pary, spodziewane uszkodzenia oraz ich przyczyny [6-9].

Ze względu na charakter pracy i fakt, że uszkodzenia schładzacza mogą się pojawić w stosunkowo krótkim czasie, najbardziej optymalnym rozwiązaniem byłoby, aby raz do roku

Zalecane badania schładzaczy

Element	Rodzaj badania	Spodziewane uszkodzenia	Przyczyna uszkodzenia
Rur osłonowa	ogledziny endoskopowe	pęknięcia	zmęczenie cieplne
Płaszcz komory	ogledziny endoskopowe	pęknięcia	zmęczenie cieplne
Mocowanie koszulki	ogledziny endoskopowe	pęknięcia	korozja naprężeniowa
Rurociąg	ogledziny	pęknięcia	zmęczenie cieplne
Urządzenia wtryskowe	ogledziny, ultradźwiękowe	pęknięcia	zmęczenie cieplne
Otwór pod króćce, wtryski	ogledziny, magnetyczno-proszkowe, ultradźwiękowe	pęknięcia	zmęczenie cieplne
Dysze wtryskowe	ogledziny	blokada, pęknięcia	tlenki żelaza, zmęczenie cieplne
Spoiny	ogledziny, magnetyczno-proszkowe, ultradźwiękowe	pęknięcia	zmęczenie cieplne

wyjąć wszystkie wtryski i sprawdzić endoskopem płaszcz komory i rurę osłonową, szczególnie w okolicach króćca wtrysku, kotków centrujących rurę osłonową oraz w okolicy łączenia koszulki osłonowej z płaszczem komory. Należałoby również dokonać oględzin aparatu wtryskowego, zaworów oraz odwodnienia między zaworami odcinającym i regulacyjnym. Taka częstotliwość badań, ze względu na indywidualną i często mocno ograniczoną finansowo politykę remontową, nie zawsze będzie jednak możliwa do zrealizowania.

Istotnym elementem prawidłowej diagnostyki jest stały monitoring rzeczywistych warunków pracy schładzacza. Takie parametry, jak temperatura pary przed i za schładzaczem oraz ilość wody wtryskowej są źródłem informacji na temat ewentualnych nieprawidłowości w funkcjonowaniu urządzenia. Co istotne, informacje zbierane są w trakcie pracy bloku, więc gdy użytkownik dostrzeże niepokojące sygnały może z wyprzedzeniem zaplanować odpowiednie działania kontrolne i remontowe.

Uszkodzenia komory schładzacza nie zawsze ją dyskwalifikują. Popękana „koszulka” ochronna może zostać wymieniona, a popękany otwór pod króciec aparatu wtryskowego – rozwiercony.

Podsumowanie

Tematyka uszkodzeń wtryskowych schładzaczy pary jest bardzo obszerna. W artykule próbowano przedstawić najczęściej spotykane problemy, z którymi użytkownik może się spotkać na schładzaczach pary pracujących w układach przegrzewaczy pary kotłów węglowych w polskiej energetyce.

Kotły energetyczne, których czas eksploatacji zbliża się lub często przekracza 200 000 godzin, były projektowane do pracy w innym charakterze niż jest to dziś od nich wymagane. Nowe realia rynku energetycznego wymusiły na użytkownikach pracę regulacyjną, co generuje zarówno nowe problemy jak i intensyfikuje problemy już wcześniej spotykane. Dla schładzaczy wtryskowych warunki pracy, charakteryzujące się częstymi uruchomieniami i odstawieniami oraz niskim obciążeniem, pogarszają i tak już trudną sytuację. Bardzo istotne, w procesie ich zużycia, stają się dodatkowe cykle zarówno zmian temperatury jak i ciśnienia, które nie były przewidziane w fazie projektowej oraz wynikająca z nich konieczność dostosowania układów sterowania. Problemem tych urządzeń jest również podejście użytkowników, którzy utrzymujące się niewłaściwe warunki

pracy przegrzewaczy korygują ilością wody wtryskowej, nie próbując znaleźć źródła problemu. Taki „styl” pracy ma często o wiele większy wpływ na częstotliwość uszkodzeń niż dodatkowe cykle cieplne.

PIŚMIENNICTWO

- [1] *Babcock & Wilcox Company*: Steam, its generation and use. New York 1972.
- [2] Orłowski P., Kotły parowe. Konstrukcja i obliczenia, PWN, Warszawa 1972.
- [3] Sherikar S., Borzsony P., Tight specs, good engineering, quality manufacture ensure reliable control of steam temperature. *Combined Cycle Journal*, First Quarter 2005.
- [4] Strebe M.J., Eilau A., The evolution of steam attemperation. *Power Magazine* 2012.
- [5] Adamowicz K., Rozpylacze wody schładzającej parę przegrzaną – konstrukcje ITC. VIII Konferencja Kottowa '98 „Aktualne problemy budowy i eksploatacji kotłów”, tom 1.
- [6] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 7.2886/2013. Praca niepublikowana.
- [7] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 49.3229/2015. Praca niepublikowana.
- [8] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 44.2924/2013. Praca niepublikowana.
- [9] Sprawozdanie *Pro Novum* nr 69.3116/2014. Praca niepublikowana.
- [10] Wambeke S.A., Avoid desuperheater problems with quality equipment, proper installation, tight process control. *Combined Cycle Journal*, First Quarter 2004.
- [11] Cwynar L., Rozruch kotłów parowych, WNT, Warszawa 1989.
- [12] Donahue K., Desuperheater selection and optimization. *Chemical Engineering*, August 2001.
- [13] Trzeczyczyński J., Eksploatacja urządzeń cieplno-mechanicznych elektrowni po przekroczeniu trwałości projektowej – rekomendacje i doświadczenia *Pro Novum. Nowa Energia* 2014, nr 1.

W dniach 8–9 października 2015 r. w Hotelu Qubus w Katowicach odbyło się zorganizowane przez Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” sp. z o. o. XVII Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe

DIAGNOSTYKA I REMONTY URZĄDZEŃ CIEPLNO-MECHANICZNYCH ELEKTROWNI

Diagnostyka jako źródło wiedzy wspierające zarządzanie majątkiem

Sympozjum zostało zorganizowane przy współpracy z TAURON Wytwarzanie S.A., EDF Polska S.A., PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. oraz Towarzystwem Gospodarczym Polskie Elektrownie. Urząd Dozoru Technicznego po raz kolejny objął Sympozjum Honorowym Patronatem.

Patronat medialny nad Sympozjum sprawowały branżowe czasopisma: Energetyka, Dozór Techniczny, Przegląd Energetyczny, Energetyka Ciepła i Zawodowa, Nowa Energia oraz portal Elektroenergetyka i przemysł on-line. Inżynieria w praktyce.

Partnerem jednej z sesji i organizatorem panelu dyskusyjnego poświęconego bezpieczeństwu systemów informatycznych było czasopismo Computerworld. Jednym z powodów nawiązania takiej współpracy był fakt otrzymania przez Pro Novum tytułu Lidera

Informatyki 2015 przyznawanego corocznie przez to renomowane w świecie informatycznym czasopismo.

W Sympozjum wzięło udział ponad 170 przedstawicieli elektrowni, firm remontowych i diagnostycznych, Urzędu Dozoru Technicznego oraz innych firm i instytucji związanych z energetyką.

W pięciu sesjach wygłoszono 22 referaty.

Sympozjum towarzyszyła wystawa, gdzie oprócz Przedsiębiorstwa Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” sp. z o.o. stoiska wystawowe przygotowały: Conco East sp. z o.o., Ecol sp. z o.o., Energomontaż-Północ Technika Spawalnicza i Laboratorium sp. z o.o. Grupa Inspecta, EthosEnergy sp. z o.o., Pentair Valves & Controls Polska sp. z o.o., Romic Aparatura Elektroniczna i Śląskie Centrum Szkoleniowe sp. z o.o.



pro.novum[®]
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo - Rozwojowe





Tematyka Sympozjum koncentrowała się wokół aktualnych dla krajowej energetyki spraw:

- Zarządzanie wiedzą o stanie technicznym urządzeń,
- Zarządzanie utrzymaniem stanu technicznego wg strategii CBM, RCM, RBM,
- Przedłużanie eksploatacji bloków 200 MW i 360 MW,
- Standaryzacja badań i oceny stanu technicznego majątku w grupach energetycznych,
- Wykonywanie diagnostyki w zdalnym trybie,
- Innowacyjne metody badań i oceny stanu technicznego urządzeń energetycznych,
- Technologie zwiększające trwałość urządzeń.

Dominującym tematem XVII Sympozjum było jednak zarządzanie majątkiem produkcyjnym elektrowni. To dziedzina powiązana ściśle z zagadnieniami bezpieczeństwa technicznego w skali elektrowni, biznesu w skali grup energetycznych oraz bezpieczeństwa energetycznego w skali państwa. Polityka energetyczna UE, zmiany organizacyjne w grupach energetycznych oraz osłabienie kompetencji technicznych, spowodowane m.in. naturalną wymianą pokoleniową, przysparzają ciągle wiele problemów:

- polityka i ekonomia zdominowały technikę,
- brakuje jednolitych standardów oceny stanu technicznego urządzeń,
- brakuje narzędzi do systemowego zarządzania wiedzą o stanie technicznym urządzeń,
- przedłużaniu eksploatacji długoeksploatowanych bloków nie towarzyszą powszechnie obowiązujące standardy,
- dostęp do informacji i wiedzy technicznej na nowych blokach jest bardzo utrudniony.

Kilka lat temu Pro Novum zaproponowało kompleksowe podejście do badań, oceny stanu technicznego, prognozowania trwałości oraz zarządzania wiedzą wśród użytkowników JWCD wyposażonych w bloki 200 MW i 360 MW. Te prace są kontynuowane. Należy je przyspieszyć.

Koszty i jakość zarządzania majątkiem zależą ściśle od jakości zarządzania wiedzą o stanie technicznym urządzeń. Nadal wielu nie dostrzega, że głowa i szuflada przestały być jedynym i najlepszym miejscem dla baz informacji i wiedzy. Uświadomienie sobie tego nie wystarczy, trzeba to jeszcze zrealizować.

Pro Novum od 10. lat udostępnia platformę informatyczną **LM System PRO+** pozwalającą:

- tworzyć bazy danych procesowych, diagnostycznych, remontowych oraz produkcyjnych,
- generować automatycznie wiedzę o bieżącym stanie technicznym urządzeń oraz wskaźniki dotyczące awaryjności, niezawodności, dyspozycyjności i ryzyku uszkodzeń.

LM System PRO+ może być wykorzystywany w trybie SaaS (Software as a Service) oraz być odpowiednio integrowany z dowolnym programem ERP.

Uwzględniając opinie wielu uczestników tegorocznego Sympozjum mamy podstawy sądzić, że stworzyło ono warunki do wymiany poglądów i doświadczeń oraz mieć nadzieję, że zainspirowuje do podjęcia konkretnych działań potrzebnych energetyce, a z wielu powodów dotąd opóźnionych.

