Biuletyn
nr 1/2013
Zespół redakcyjny: mgr inż. Jerzy Dobosiewicz,
dr inż. Jerzy Trzeszczyński

ISO 9001:2008
ISO 14001:2004
PN-N-18001:2004
TÜVRheinland CERTIFIED
www.tuv.com ID 0910082152
nr LB-003/09 nr LB-179/09
pro novum®
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo – Rozwojowe

Od Redakcji Biuletynu Pro Novum

Wynik każdego badania zależy od bardzo wielu czynników, jego praktyczna przydatność uwarunkowana jest bowiem od metodyki, kompetencji badających i interpretujących wynik, jak również od tego czy można go porównać z innymi wynikami badań wykonanymi w identycznych warunkach. W skrajnych przypadkach, gdy badanie wykonywane jest na podstawie „egzotycznej" metodyki stosowanej w niewielkiej skali, praktyczna przydatność takich badań może być niewielka lub żadna.

Największą wartość mają wyniki badań, które można odnieść do statystyki, jednocześnie ją tworząc. Wtedy powstają warunki nie tylko do lepszej interpretacji wyników, ale także do zastosowania innej, jakościowo bardziej zaawansowanej analizy, np. oceny ryzyka. To ważny krok w kierunku obiektywnego planowania remontów i zarządzania utrzymaniem technicznym majątku produkcyjnego integrującym technikę z ekonomią. To najlepsze podejście zarówno do zapewnienia bezpieczeństwa długo eksploatowanych urządzeń jak i dyspozycyjności kotłów/bloków.

Jerzy Dobosiewicz & Jerzy Trzeszczyński

Jerzy Trzeszczyński, Radosław Stanek
Pro Novum Sp. z o.o.

Zarządzanie utrzymaniem stanu technicznego rur powierzchni ogrzewalnych kotłów na podstawie analizy ryzyka

Management of power boiler technical condition maintaining based on the risk analysis

Efekt ekonomiczny pracy bloku energetycznego zależy od wielu czynników, niektórych z nich, przede wszystkim prawnych, nie sposób przewidzieć. System dopłat i certyfikatów zastąpił ekonomię - polityką. Efektywność produkcji i koszty utrzymania można jednak, w znacznym stopniu, racjonalnie analizować, a nawet planować, znamionową sprawność bloku traktując wyłącznie jako punkt wyjścia. Zwłaszcza w ostatnim czasie, gdy intensywnie modernizuje się urządzenia oraz wprowadza zmiany organizacyjne w obszarze utrzymania, podejmowane są w krótkim czasie liczne działania, które bardzo komplikują racjonalną analizę, bo bywa, że zmierzają do osiągniecia celów, w znacznym stopniu, sprzecznych.

Nieliczne, kolejne urządzenia różnią się istotnie konstrukcją, długo eksploatowane bloki modernizuje się w indywidualny sposób, nawet w obrębie jednej elektrowni. Panuje przekonanie, że wszystko można *on-line* „ulepszyć". To co ma sens z punktu widzenia dostawcy, może być kłopotem dla Użytkownika. Nieomal jednocześnie usiłuje się podwyższyć sprawność, zredukować emisje, wydłużyć okresy remontowe, obniżyć koszty utrzymania oraz przedłużyć czas eksploatacji.

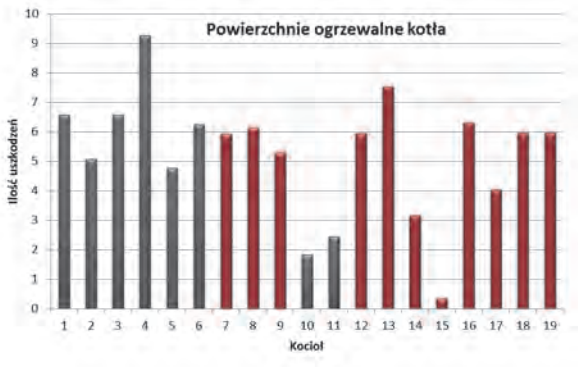
Za realizację tych oczekiwań odpowiedzialne są niedawno utworzone sektory wytwarzania grup energetycznych, których głównymi zadaniami jest zapewnienie wysokiej dyspozycyjności oraz systematyczna redukcja kosztów utrzymania.

Możliwe, że wszystkich, często wzajemnie sprzecznych czynników, nie da się racjonalnie powiązać, najbliżsi osiągnięcia sukcesu będą jednak Ci, którzy zrobią to w największym stopniu; dotyczy to zwłaszcza zagadnień leżących na styku techniki, ekonomii i organizacji.

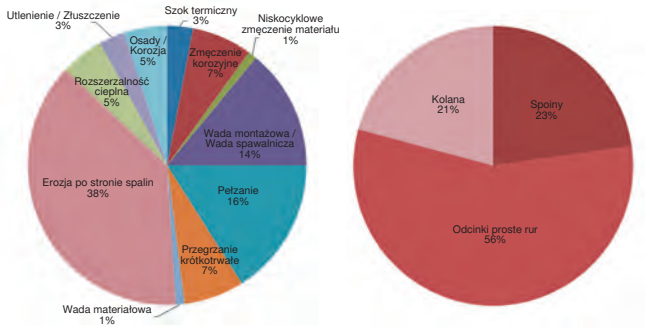
Stan techniczny rur powierzchni ogrzewalnych a dyspozycyjność kotła

Dyspozycyjność kotła zależy od stanu technicznego rur powierzchni ogrzewalnych (ekrany, przegrzewacze pary, podgrzewacz wody) i w największym stopniu decyduje o dyspozycyjności bloku. Taka sytuacja występuje w elektrowniach polskich i zagranicznych, z kotłami opalanymi węglem brunatnym i kamiennym (rys. 1-3).

Bardziej szczegółowo prowadzona analiza uszkodzeń wskazuje, że ich liczba na poszczególnych rodzajach powierzchni ogrzewalnych zależy od konstrukcji kotła, warunków spalania, jakości remontów, ale także od poziomu diagnostyki i skuteczności działań zapobiegawczych.



Rys. 1. Średni liczba nieszczelności / rok rur powierzchni ogrzewalnych kotłów opalanych węglem kamiennym i brunatnym [1]

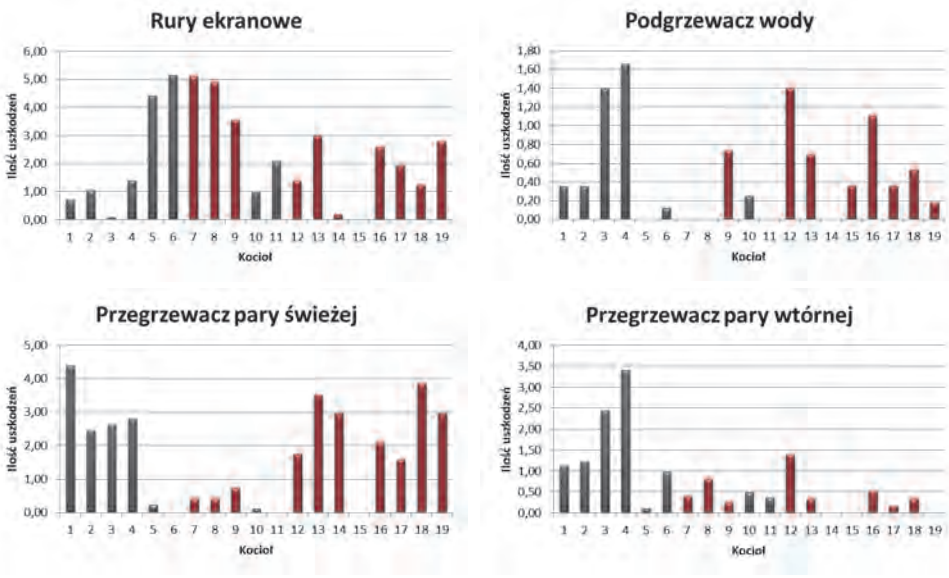


Rys. 3. Przykład statystyki uszkodzeń dla rur powierzchni ogrzewalnych kotłów opalanych węglem brunatnym ze względu na: a) przyczyny nieszczelności, b) ich lokalizację

Porównanie statystyk uszkodzeń rur powierzchni ogrzewalnych dla dziewiętnastu kotłów z dziesięciu elektrowni [1] pokazuje, że nie ma prostych zależności pomiędzy liczbą uszkodzeń a konstrukcją kotłów, rodzajem spalanego paliwa i czasem ich eksploatacji. Gdyby przeanalizować statystyki dotyczące liczby uszkodzeń w funkcji czasu, to także trudno dopatrzyć się jakiś wyraźnych prawidłowości, np. w jednym roku rejestruje się 3 nieszczelności, a w drugim trzykrotnie więcej. Na kotłach względnie nowych lub po modernizacji liczba nieszczelności bywa porównywalna z liczbą nieszczelności na kotłach długo eksploatowanych.

Spowodowane jest to zarówno zmieniającymi się warunkami pracy kotłów (zmiany konstrukcyjne, zmiany paliwa), diagnostyką niedostosowaną do zmian jw., jak również jakością statystyk. Trzeba je analizować ostrożnie z dwóch powodów:

- kwalifikacja postoju jako planowy lub awaryjny nie zawsze jest precyzyjna,
- przyczyny uszkodzeń dosyć często określane są bez profesjonalnej i udokumentowanej analizy, dotyczy to zwłaszcza przyczyn pośrednich.



Rys. 2. Średnia liczba nieszczelności / rok rur poszczególnych rodzajów powierzchni ogrzewalnych w kotłach opalanych węglem kamiennym oraz brunatnym [1]

Sytuacja ta wymaga więc korekty, jeśli chcieć posługiwać się statystyką, jaką narzędziem prognozowania trwałości, co stanowi największą korzyść z ich wykonywania.

Warunki pracy kotła a stan techniczny powierzchni ogrzewalnych

Rury powierzchni ogrzewalnych pracują w skomplikowanych warunkach jednoczesnego oddziaływania:

- wysokiej temperatury,
- korozji od strony spalin i wody,
- erozji od strony spalin i wody,
- zmiennych naprężeń.

Uszkodzenia mogą powstawać zarówno podczas pracy kotła, jak również podczas jego postoju, praktycznie w dowolnych lokalizacjach, przy czym najbardziej uprzywilejowane są:

- kolana,
- obszary w obrębie spoin (zgrzein),
- odcinki skośne.

Lista pośrednich przyczyn uszkodzeń jest bardzo długa, a zamieszczone poniżej nie wyczerpują wszystkich występujących przypadków.

1	Nadmierne obciążenie cieplne – miejscowe wydzielenia osadów
2	Brak lub ograniczony przepływ czynnika
3	Przekroczenie dopuszczalnej temperatury pracy dla danego gatunku stali
4	Nierównomierna temperatura spalin na szerokości kotła
5	Brak możliwości kompensacji wydłużeń cieplnych
6	Obecność agresywnych związków chemicznych w spalinach
7	Spalanie z niedomiarem powietrza – atmosfera redukująca
8	Nadmierne szlakowanie kotła
9	Obecność w popiele agresywnych związków chemicznych
10	Nieodpowiednia jakość wody kotłowej
11	Brak lub nieodpowiednia konserwacja kotła w czasie postoju
12	Kontakt rur z kwaśnym zawilgoconym popiołem
13	Obniżanie plastyczności stali na skutek wnikania do niej wodoru atomowego
14	Błędy montażowe i/lub remontowe

Uszkodzenia powstają tym częściej i tym trudniej im zapobiegać, im więcej jednocześnie występuje czynników niszczących. Wykrycie wszystkich przyczyn niszczących, w tym dominującej, jest często trudne do ustalenia – to częste źródło psucia statystyki, gdy ekspertyzę poawaryjną zastępuje się prostą klasyfikacją przyczyn uszkodzenia tylko na podstawie oględzin.

Skomplikowane warunki pracy oraz szerokie spektrum możliwych nieprawidłowości o charakterze konstrukcyjnym, remontowym i eksploatacyjnym są źródłem licznych czynników niszczących, w szczególności parunastu rodzajów korozji, erozji i korozjo-erozji.

Monitorując w odpowiedni sposób parametry:

- cieplno – mechaniczne,
- chemiczne

pracy kotła można weryfikować prognozę trwałości rur ze względu na zmianę warunków pracy pomiędzy kolejnymi badaniami.

Diagnostyka rur powierzchni ogrzewalnych – niektóre nieporozumienia

Metodyka automatycznego przewidywania uszkodzeń – od dawna można spotkać się z ciągle niezrealizowanym marzeniem, aby miejsce i czas wystąpienia nieszczelności można było określać z dokładnością pozwalającą uniknąć postoju w trybie awaryjnym. To ciągle niemożliwe, nawet na kotłach najnowszej generacji. Powód jest dosyć prosty: olbrzymia liczba elementów, pracująca w bardzo skomplikowanych warunkach cieplno-mechaniczno-chemicznych, gdy spora część z nich zależy od uwarunkowań konstrukcyjnych, montażowych, remontowych, rodzaju i jakości paliwa, etc. Patrząc na kocioł z punktu widzenia ogólnej konstrukcji, a nawet dokumentacji koncesyjnej, wydaje się, że jest to układ łatwo policzalny. W zakresie cieplnym to z niewielkim błędem prawda, natomiast w obszarze trwałości elementów to najczęściej niewiadoma, zarówno dla użytkownika jak i projektanta; odnosi się to zwłaszcza do kotłów nowych lub zmodernizowanych oraz w ostatnim czasie przeznaczonych do współspalania biomasy [13].

Ciągle sporym źródłem tego rodzaju nieporozumień jest mylenie badań z diagnostyką. Badania, co oczywiste, to tylko część diagnostyki, równie ważna jak retrospekcja, analiza warunków pracy i awaryjności, obliczenia trwałości resztkowej. Bez oceny stanu technicznego i prognozy trwałości nie ma diagnostyki. Szybka detekcja uszkodzeń może zmniejszyć straty wtórne, nie pozwala jednak uniknąć kolejnych awarii. To tylko jeszcze jeden rodzaj badań.

Doświadczenie specjalisty wystarczy – najbardziej rozpowszechniony w przeszłości i jeszcze obecnie spotykany pogląd, że bez metodycznie wykonywanej diagnostyki doświadczony specjalista przygotowania remontów wie najlepiej, co i kiedy należy zbadać i wymienić, żeby wskaźnik oficjalnej dyspozycyjności był na akceptowanym poziomie. Wydaje się, że to podejście odchodzi do lamusa z przyczyn naturalnych: nie ma (nie będzie) przygotowania remontów. Zarządzanie majątkiem produkcyjnym zaczyna być usługą realizowaną przez firmy zewnętrzne, nawet jeśli jeszcze powiązane kapitałowo z grupą energetyczną. Doświadczeni specjaliści odchodzą z powodów organizacyjnych oraz naturalnej wymiany pokoleń. Kotły, które eksploatowano w podobnych warunkach przez wiele lat, dzisiaj są ustawicznie modernizowane. Środki na remont trzeba w inny, niż kiedyś, sposób uzasadniać. Energia stała się towarem, a jej wytwarzanie rodzajem hazardu podobnego jak przy wytwarzaniu innego rodzaju produktów.

Polityka ważniejsza niż technika i ekonomia – to trudny problem zniekształcający zwłaszcza jakość statystyk, niekiedy w stopniu powodującym ich techniczną bezużyteczność. Presja uwarunkowań ekonomicznych (od wielkości zysku grupy do premii zarządzających wytwarzaniem) jest wielka i naturalna. Siła rażenia polityki jeszcze większa i często trudna do racjonalnej analizy. Pojęcia „postój planowy” i „postój awaryjny” tracą swoją jednoznaczność, co za tym idzie także określenia „remont planowy” i „remont poawaryjny”. Najgorsze, że „znika” także awaria i jej przyczyna(y). Znika coś ważniejszego niż krótkoterminowo rozumiany interes - znika ważna informacja techniczna powiększająca błąd prognozy lub uniemożliwiająca jej określenie.

Diagnostyka rur powierzchni ogrzewalnych – klasyczne podejście

Diagnostyka powierzchni ogrzewalnych kotłów zawsze polegała na umiejętności posługiwania się sporym zbiorem informacji z badań, remontów i eksploatacji. Jeśli konieczne informacje były dobrze uporządkowane i ich interpretacja poprawna, to uszkodzeń było akceptowalnie mało, a w statystyce uszkodzeń trudno było wyróżnić ich jeden rodzaj. Obecnie za sprawą licznych modernizacji, zwłaszcza prowadzących do zmian warunków spalania oraz zmian w strategii utrzymaniowej, w której jak nigdy dotąd przeważa agresywne podejście do efektywności i kosztów produkcji, sytuacja ulega istotnej zmianie. W tych warunkach pojawia się naturalna potrzeba poszukiwania innego podejścia do diagnostyki oraz wykorzystania jej wyników, w tym zwłaszcza kojarzenia ich z kosztami remontowymi i rzeczywistą wielkością produkcji. Oczekiwania te nie naruszają reguł klasycznej diagnostyki powierzchni ogrzewalnych, raczej prowadzą do wykorzystania w szerszym zakresie technologii informatycznych i metod zintegrowanego przetwarzania danych oraz poszukiwania odpowiednich form udostępnia wiedzy [10,11].

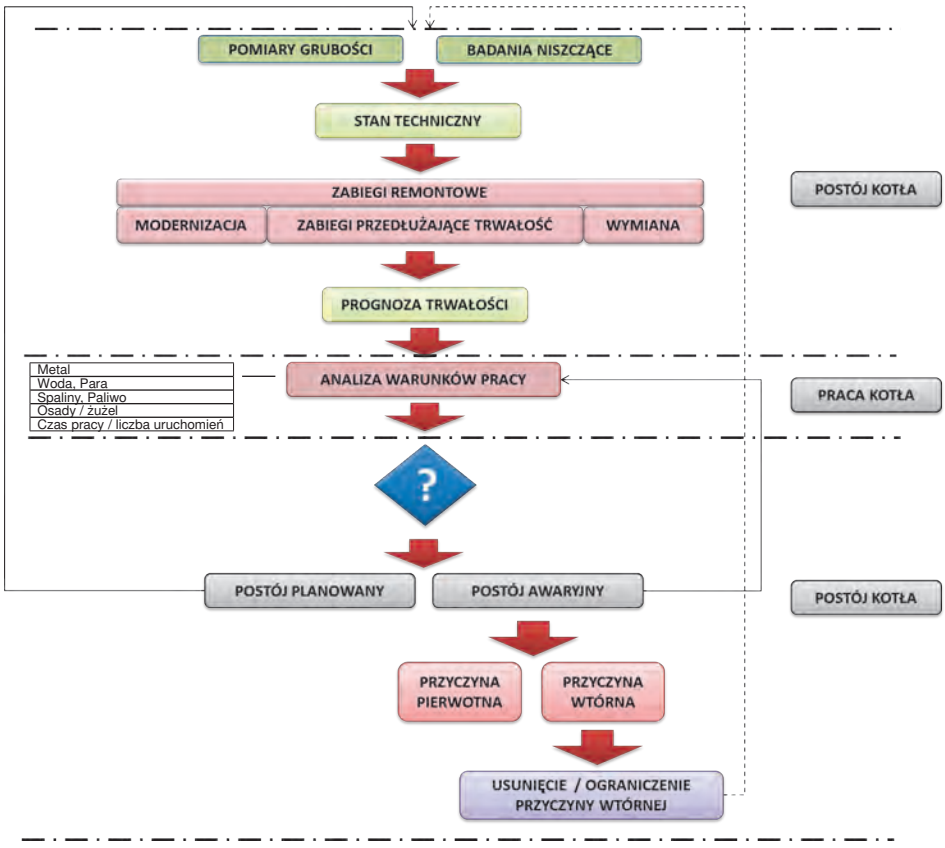
Informacje wymagające uporządkowania i odpowiedniego przetwarzania (rys. 4) to:

- wyniki pomiarów grubości rur,
- wyniki badań niszczących,
- oceny stanu technicznego,
- prognozy trwałości,
- wyniki badań poawaryjnych,
- wyniki analizy warunków pracy (wybranych parametrów cieplno–mechanicznych i chemicznych),
- działań zapobiegawczych,
- kosztów (utraty produkcji i remontów).

Pojawia się także potrzeba opracowania i stosowania standardów technicznych [13,14] precyzujących metody, sposób planowania badań, ich wykonywania, interpretacji wyników oraz formułowania ocen stanu technicznego i prognoz trwałości. Standardy powinny być jednakowe nie tylko w całej grupie energetycznej, ale na wszystkich urządzeniach jednego (zbliżonego) typu w polskiej energetyce. Wiarygodna statystyka uszkodzeń to najważniejszy zestaw informacji (wiedzy?) do prognozowania trwałości, zwłaszcza elementów pracujących poniżej temperatury granicznej [14] oraz do oceny i utrzymania stanu technicznego wg ryzyka [8,9].

Ocena ryzyka – uwagi ogólne

Analiza ryzyka to podejście do utrzymania stanu technicznego (diagnostyki i remontów) integrujące zagadnienia techniczne, ekonomiczne i bezpieczeństwa [2-9]. Pomimo prawie 30-letniej historii podejście RBM *(Risk Based Maintenance)* do utrzymania stanu technicznego urządzeń nie znalazło szerszego zastosowania. W największym stopniu na przeszkodzie stało i stoi nadal rozproszone i zindywidualizowane podejście w polskiej energetyce do danych techniczno-eksploatacyjnych, w tym wyników badań i statystyk awaryjności, a zwłaszcza spersonalizowane podejście do utrzymania stanu technicznego urządzeń.



Rys. 4. Diagnostyka rur powierzchni ogrzewalnych jako proces zintegrowany z pracą kotła/bloku

Należy to stopniowo zmieniać udostępniając metodyki oraz *software* integrujący procesy eksploatacji, diagnostyki oraz zarządzania utrzymaniem - rysunek 4 [11]. W przypadkach takich, jak zarządzanie utrzymaniem stanu technicznego rur powierzchni ogrzewalnych nie da się uciec od synchronicznej analizy kosztów zarówno remontowych jak i utraty produkcji. To w oczywisty sposób prowadzi do wykorzystania, w możliwie największym stopniu, analizy ryzyka, która w największym stopniu integruje analizę kosztów z odpowiednio zorganizowanym systemem diagnostycznym.

W sektorze wytwórczym krajowej elektroenergetyki utrzymanie stanu technicznego na podstawie analizy ryzyka nie zostało dotychczas wdrożone w znaczącym stopniu. Nie udało się wdrożyć także innych, mniej zaawansowanych strategii, np. opartych na analizie bieżącego stanu technicznego (CBM) oraz niezawodności (RCM). Powszechnie stosuje się najmniej zaawansowaną technicznie strategię TBM *(Time Based Maintenance)* z małymi modyfikacjami.

Zarządzanie utrzymaniem stanu technicznego powierzchni ogrzewalnych kotła na podstawie analizy ryzyka – ogólne uwagi o metodyce

Analiza ryzyka to proces złożony z następujących czynności i procedur:

- wybór obiektu(ów) analizy,
- wygenerowanie dla poszczególnych obiektów macierzy ryzyka,
- wypełnienie macierzy danymi w celu określenia ryzyka początkowego,
- aktualizacja danych w macierzy ryzyka podczas eksploatacji urządzenia.

Ryzyko R to iloczyn dwóch wielkości:

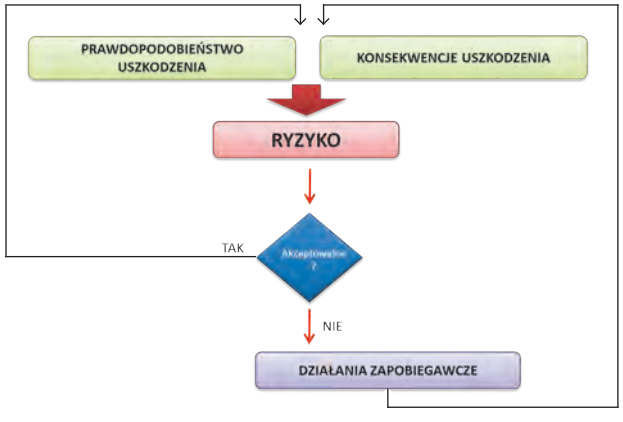
$$R = P \times K \qquad (1)$$

gdzie:

P – prawdopodobieństwo uszkodzenia,

K – konsekwencje uszkodzenia.

Schemat obrazujący, w najbardziej ogólny sposób, podejmowanie decyzji utrzymaniowych na podstawie analizy ryzyka przedstawiono na rysunku 5.



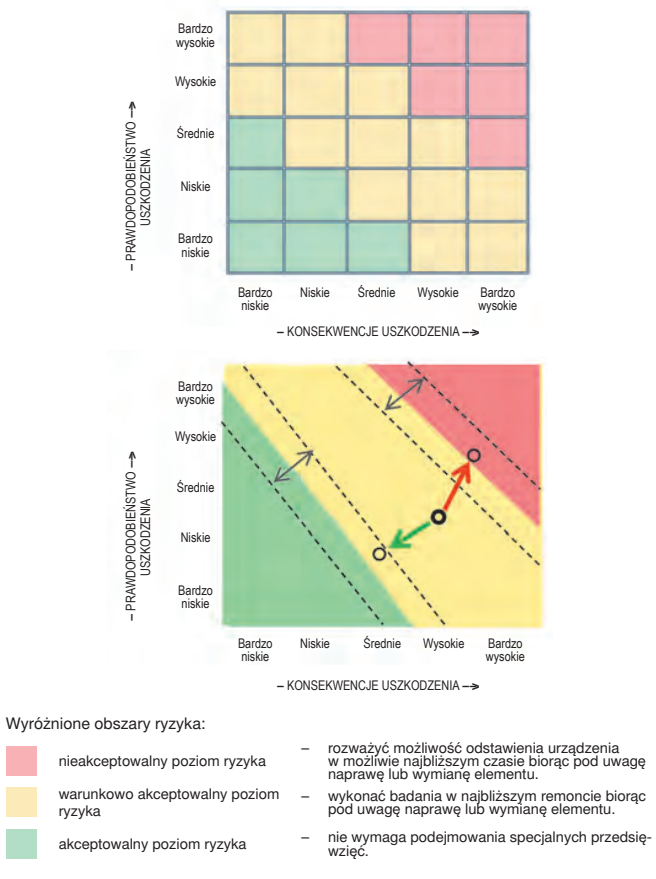
Rys. 5. Najbardziej ogólny schemat oceny ryzyka i podejmowania decyzji na jego podstawie

Bardzo duże znaczenie ma analiza awaryjności, ponieważ prawdopodobieństwo awarii jest jednym z dwóch parametrów służących do oceny ryzyka (1). Informacje jw. (rys. 4 i 5) powinny być rejestrowane i przetwarzane z wykorzystaniem odpowiednich algorytmów oraz procedur. Dokumentowanie historii eksploatacji, warunków pracy, w tym zdarzeń awaryjnych oraz aktualnego stanu technicznego (utraty cech użytkowych elementów i degradacji własności materiałów), to podstawowe warunki sukcesu przy wdrażaniu analizy ryzyka.

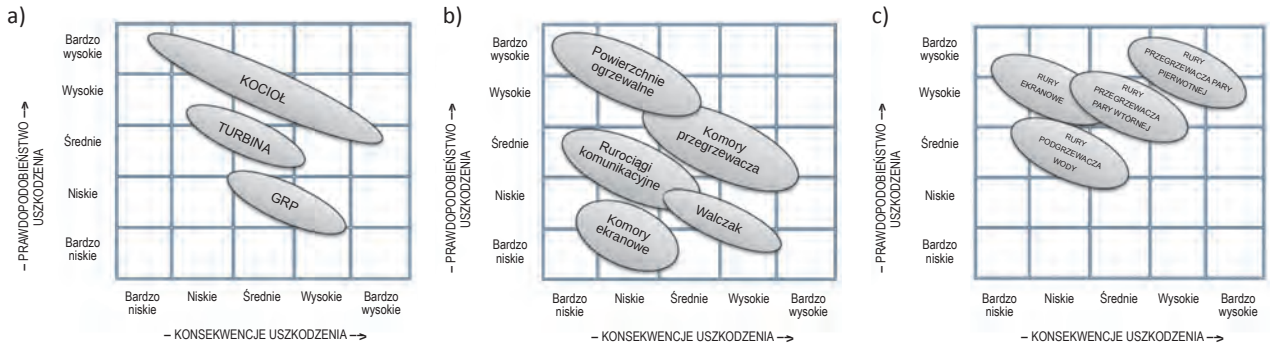
Przez awarię rozumie się brak produkcji lub jej ograniczenie. Jeśli uszkodzenie wykryte podczas remontu wpływa na jego czas trwania i powiększa zaplanowany budżet remontowy, to sytuacja jw. jest traktowana jako awaria.

Jeśli brakuje ścisłych informacji statystycznych prawdopodobieństwo uszkodzenia można określić na podstawie wiedzy i doświadczenia ekspertów. Takie podejście zaleca się stosować jednak do oceny danych historycznych. Na bieżąco powinna być prowadzona klasyczna analiza częstotliwości, przyczyn i konsekwencji uszkodzeń. Rozróżnia się dwa rodzaje konsekwencji, tj. kosztów odnoszących się do majątku produkcyjnego oraz zagrożenia dla życia i zdrowia ludzkiego. W przypadku nieszczelności rur powierzchni ogrzewalnych kosztów zagrożenia dla życia i zdrowia ludzi można nie uwzględniać, co upraszcza analizę ryzyka i podnosi jej dokładność.

Za pewien rodzaj standardu można przyjąć prezentację prawdopodobieństwa, przyczyn uszkodzeń oraz konsekwencji w pięciostopniowych skalach, graficznie przedstawionych w formie macierzy, jak na rysunku 6.



Rys. 6. Prezentacja ryzyka z wykorzystaniem pięciostopniowej macierzy



Rys. 7. Przykład macierzy ryzyka dla: a) głównych urządzeń bloku energetycznego, b) elementów kotła, c) rur powierzchni ogrzewalnych kotła

Macierz ryzyka wymaga wyskalowania osi prawdopodobieństwa i konsekwencji. Na wykresach macierzy ryzyka należy zdefiniować wyróżnione obszary ryzyka wg kategorii:

- akceptowalny poziom ryzyka,
- warunkowo akceptowalny poziom ryzyka,
- nieakceptowalny poziom ryzyka,

z podaniem czynności/zabiegów eksploatacyjnych i diagnostyczno-remontowych, które należy podejmować w dwóch ostatnich przypadkach. Skalowanie macierzy ryzyka w zakresie konsekwencji oraz określanie kryteriów dla wyróżnionych stref ryzyka i związanych z nimi czynności korekcyjno-zapobiegawczych (rys. 6) należą do kompetencji odpowiednich służb administracyjnych (finansowo-prawnych) elektrowni (Centrów Zarządzania Grupą Elektrowni).

Przykłady macierzy ryzyka z orientacyjną lokalizacją stref ryzyka dla typowych obiektów wchodzących w skład bloków energetycznych przedstawiono na rysunku 7.

Analiza ryzyka według *Pro Novum* – ogólny opis metodyki

Ocenę ryzyka należy powiązać z procesem diagnozowania i eksploatacji i aktualizować go korzystając ze wzorów (2) i (3). Aktualne prawdopodobieństwo awarii zaleca się weryfikować w sposób pokazany na rysunkach 8 i 9 w zależności od:

- aktualnego stanu technicznego elementu,
- jakości informacji dla oceny stanu technicznego,
- warunków jego eksploatacji.

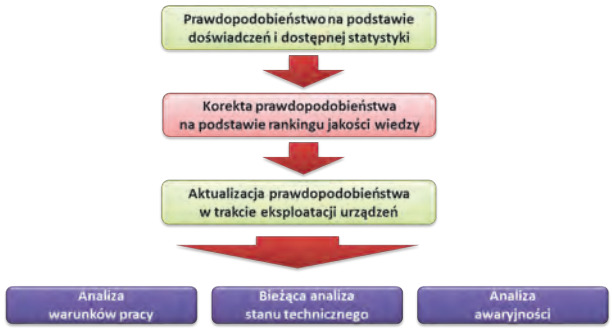
$$R = (P+WKP) \times K \quad (2)$$

gdzie:

$$K = RMB \times RBO \quad (3)$$

RMP – wartość rankingu utraty produkcji,
RMK – wartość rankingu kosztów remontowych,
WKP – wskaźnik zmieniający (powiększający lub zmniejszający) prawdopodobieństwo uszkodzenia, ze względu na:

- aktualny stan techniczny elementu / powierzchni ogrzewalnej
- wyniki bieżącej analizy awaryjności,
- wynik rankingu obrazującego jakość wiedzy,
- wyniki analizy warunków pracy.



Rys. 8. Sposób określania bieżącej wartości prawdopodobieństwa awarii

Przez aktualny stan techniczny rur rozumie się:

a) stopień wyczerpania trwałości (SWT): obliczeniowy oraz wg struktury – dla rur pracujących powyżej temperatury granicznej,
b) wielkość ubytku grubości ścianki – dla rur wszystkich powierzchni ogrzewalnych,
c) wyniki badań niszczących – dla rur wszystkich powierzchni ogrzewalnych.

Bieżące wyniki analizy awaryjności uwzględnia się biorąc pod uwagę:

- przyczynę(y) bezpośrednią i pośrednią awarii,
- sposób analizy przyczyny awarii i formę jej udokumentowania,
- sposób usunięcia nieszczelności (wymiana, naprawa, modernizacja),
- stopień ograniczenia/wyeliminowania podobnych zdarzeń w przyszłości,

Wartość prawdopodobieństwa P, ze względu na warunki pracy, koryguje się tylko wtedy, gdy rzeczywiste warunki eksploatacji (przekroczenia dopuszczalnych wartości wybranych parametrów pracy) mogą prowadzić do uszkodzenia elementu lub korekty prognozy trwałości.

Przez jakość wiedzy rozumie się jakość udokumentowanej historii eksploatacji, jakość statystyk awaryjności oraz stopień spełnienia procedur:

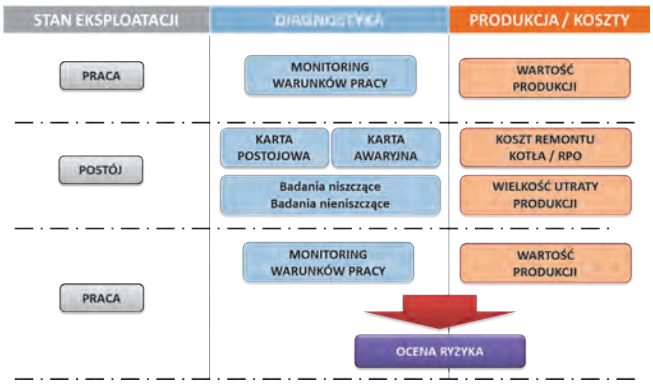
- diagnostycznych,
- remontowych.

Rys. 9. Schemat wyznaczania bieżącej wartości prawdopodobieństwa awarii

Analiza ryzyka wspierana przez oprogramowanie

Standardowa diagnostyka wymaga rejestrowania i analizy dużej liczby informacji. Analiza ryzyka jeszcze bardziej powiększa te potrzeby, co praktycznie uniemożliwia „ręczną" realizację zadania.

Program wspierający realizację procesu przedstawionego schematycznie na rysunku 10 nie tylko przetwarza duże ilości danych i informacji, ale także „w tle" dobiera wartości rankingów prawie automatycznie, analizując przebieg procesu.

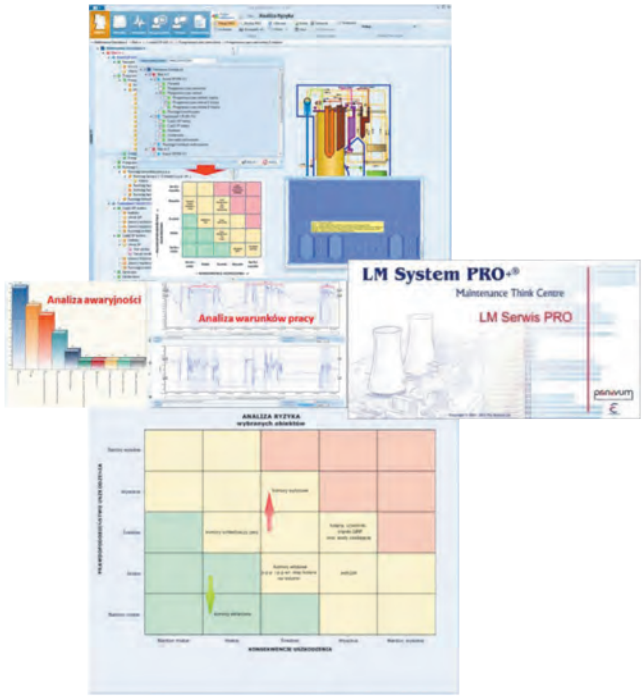


Rys. 10. Ogólna koncepcja nadzoru diagnostycznego

Dodatkowo generuje automatycznie okresowy raport, który wraz z wnioskami i zaleceniami ekspertów stanowi kompletną ocenę stanu oraz wsparcie przy planowaniu diagnostyki i prac remontowych.

Schematycznie działanie takiego programu pokazano na rysunku 11.

Ocenę ryzyka w trybie *on-line* wykonuje jeden z pakietów funkcjonalnych platformy informatycznej LM System PRO+® [11]. Zadanie to może być realizowane w trybie usługi SaS *(Software as Service),* co nie wymaga zakupu sprzętu, oprogramowania, licencji, etc.



Rys. 11. Przykłady ilustrujące ocenę ryzyka przy wykorzystaniu platformy informatycznej LM System PRO+® [13]

Podsumowanie i wnioski

Nie ma jednej metody badań, która pozwoliłaby kompleksowo ocenić stan techniczny poszczególnych powierzchni ogrzewalnych kotłów. Poprawne zaplanowanie badań/pomiarów NDT oraz badań niszczących to podstawa takiej oceny i prognozy. Informacjami o znaczeniu strategicznym są statystyki uszkodzeń. Wykonywane prawidłowo umożliwiają nie tylko ograniczenie zakresu badań, ale także dokładniejsze prognozowanie trwałości.

Jeśli uzupełnić tak powstałą wiedzę o koszty utraty produkcji oraz koszty usuwania awarii w odniesieniu do poszczególnych rodzajów powierzchni ogrzewalnych podczas każdego postoju remontowego, to jesteśmy w posiadaniu najdokładniejszego podejścia do prognozowania trwałości rur powierzchni ogrzewalnych kotłów oraz planowania remontów z wykorzystaniem zasad oraz kryteriów zrozumiałych dla inżyniera i menadżera.

Dzisiejsze technologie informatyczne pozwalają realizować takie podejście w formie nadzoru diagnostycznego przy minimalnym zaangażowaniu pracy „ręcznej", nawet bez potrzeby zakupu oprogramowania, licencji etc.

Podejście SaS (*software as service*) stwarza możliwości szybkiego wdrożenia usługi przy niskich, jednorazowo ponoszonych kosztach.

- **Wykonuj profesjonalnie diagnostykę, w tym ekspertyzy poawaryjne.**
- **Uporządkuj dane diagnostyczne, remontowe i koszty.**
- **Postępując jw. będziesz wiedział, „ile kosztuje problem".**

To najprostszy sposób, aby na remont uzyskać tyle środków, ile potrzebuje…. urządzenie.

PIŚMIENNICTWO

[1] Raport ETD: 1230-gsp-178: F. Akther, J.P. Fernandes, C.A. Smith: Boiler Tube Failure Prevention and Management – ETD Ltd. 2012.
[2} ASME CRDT 20-1: Risk-Based Inspection – Development of Guidelines: Vol. 1, General Document, 1991. Vol. 3, Fossil Fuel-Fired Electric Generating Station Applications, 1994.
[3] ASME CRDT, Vol.41; Risk-based methods for equipment life management, 2003.
[4] Zdankiewicz M.: Kontrola urządzeń energetycznych oparta o analizę ryzyka. Próba usystematyzowania zaleceń w oparciu o wytyczne ASME. Materiały konferencyjne „Diagnostyka i eksploatacja kotłów parowych w zmodernizowanych blokach energetycznych". Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe Pro Novum. Wisła 1999.
[5] API 580/581 – American Petroleum Institute US, Risk-based inspection-recommended practice (1996 – 2000).
[6] VGB-M 130e – Recommendation for the introduction of risk-based maintenance. *VGB PowerTech*. 2004.
[7] RIMAP CEN Workshop Document: Risk-based inspection and maintenance procedures for European Industry. Stuttgart/ Brussels, March 2007 (Dokument opracowany z udziałem *Pro Novum*).
[8] 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.
[9] Trzeszczyński J., Murzynowski W., Stanek R.: Analiza ryzyka jako wsparcie utrzymania stanu technicznego urządzeń cieplno-mechanicznych elektrowni. *Dozór Techniczny* 2012, nr 4.
[10] Sturm F.A.: Anlagenmanagement. *VGB PowerTech*. 2012.
[11] Trzeszczyński J., Murzynowski W., Białek S.: Monitorowanie stanu technicznego urządzeń cieplno-mechanicznych bloków energetycznych przy wykorzystaniu platformy informatycznej LM System PRO+®. *Dozór Techniczny* 2011, nr 5.
[12] Dobosiewicz J.: Badania diagnostyczne urządzeń cieplno-mechanicznych w energetyce. Część II. Kotły i rurociągi. Biuro Gamma. Warszawa 1996.
[13] Gawron P., Klepacki F.: Trwałość wybranych elementów kotłów w warunkach współspalania biomasy. *Energetyka* 2012, nr 6.
[14] PN/020.2900/2013 i PN/030.2910/2013: Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń cieplno-mechanicznych bloków 200 MW. Katowice, luty 2013.
[15] Trzeszczyński J., Stanek R.: Analiza awaryjności elementów krytycznych bloków 200 MW jako ważny element metodyki prognozowania trwałości. *Biuletyn Pro Novum* 1/2013. *Energetyka* 2013, nr 6.

Jerzy Trzeszczyński, Radosław Stanek
Pro Novum Sp. z o.o.

Analiza awaryjności elementów krytycznych bloków 200 MW jako ważny element metodyki prognozowania trwałości

Failure frequency analysis of a 200 MW power unit critical elements as an important component of a service life prediction methodology

Im dłużej pracuje urządzenie, tym badanie jego stanu technicznego powinno mieć większą rangę, przez co rozumie się planowanie badań na podstawie retrospekcji oraz profesjonalną analizę charakteru wykrywanych uszkodzeń i innych nieprawidłowości. Poprawne określenie charakteru uszkodzeń, a zwłaszcza ich przyczyn, ważne jest zwłaszcza podczas badań poawaryjnych, ponieważ ich wyniki ujawniają obecność znaczących nieprawidłowości lub zakończenie resursu elementu i jemu podobnych. Prawidłowo określone przyczyny uszkodzeń zapewniają wysoką jakość statystyk, które pozwalają prognozować trwałość z mniejszym błędem oraz mogą być podstawą skutecznych działań zapobiegawczo-korekcyjnych. Statystyki uszkodzeń są nieodzowne przy prognozowaniu trwałości elementów krytycznych o złożonej konstrukcji (np. wirniki, walczaki), eksploatowanych w skomplikowanych warunkach pracy oraz gdy szczegółowe badanie dużej liczby elementów jest kosztowne lub praktycznie niemożliwe (np. rury powierzchni ogrzewalnych kotłów i wymienników ciepła). Statystyka uszkodzeń powinna stanowić podstawę prognozowania zawsze wtedy, gdy metodą obliczeniową określenie prognozy trwałości jest to niemożliwe lub niewykonalne z akceptowalnym błędem [1,2].