

Biuletyn

nr 2/2019

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



System zarządzania
ISO 9001:2015
ISO 14001:2015
PN-N-18001:2004
www.nuv.com
ID: 9108629884



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

nr LB-003/09

pronovum[®]
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo – Rozwojowe

Szanowni Państwo,

Podczas 21. już edycji Sympozjum zorganizowanego przez Pro Novum „Diagnostyka i Remonty Urządzeń Energetycznych” udało nam się uniknąć rozważań na temat odległej przyszłości energetyki, zwłaszcza europejskiej i światowej. Okazało się, kolejny raz, że długo eksploatowane urządzenia energetyczne są nadal w dobrej kondycji technicznej oraz – co bardzo ważne – są źródłem atrakcyjnych technicznie wyzwań związanych z nietypowymi warunkami eksploatacji, spełnieniem funkcji BAT, poprawą ich elastyczności oraz spełnieniem wymagań Rynku Mocy. Dobrze byłoby, aby wszyscy ci, którzy marzą „o prądzie elektrycznym ze słońca, wiatru i atomu” uwzględnili także to, że najwięksi gracze na europejskim rynku energii walczą o energetyczną niezależność, możliwość eksportu energii oraz o wysokiej jakości miejsca pracy dla własnych specjalistów. Świadczy o tym m.in. spór w KE Unii Europejskiej o to, czy energia z atomu zasługuje na określenie „zielona”, czy raczej na taką nazwę zasługuje energia z gazu? Miejmy nadzieję, że zanim zastąpimy „coraz droższą” energię z bloków konwencjonalnych „coraz tańszą” energią OZE, a „w okresie przejściowym” jeszcze „tańszym” importem, bloki spełniające wymagania bezpieczeństwa i dyspozycyjności pozostaną w naszym systemie elektroenergetycznym, czego my – niżej podpisani – życzymy, nie tylko w nadchodzącym Nowym Roku, polskim energetykom, specjalistom z polskich firm remontowych, diagnostycznych, biur projektowych, instytutów oraz uczelni technicznych.

Jerzy Trzeszczyński & Jerzy Dobosiewicz

Jerzy Trzeszczyński, Jerzy Dobosiewicz, Radosław Stanek
Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” Sp. z o.o.

Bezpieczny i dyspozycyjny blok klasy 200 MW

Safe and available power unit class 200 MW

Dzisiaj problem polega – zdaje się – na tym, że nie mamy jeszcze gotowych narracji nie tylko na przyszłość, ale nawet na konkretne „teraz”, na ultra szybkie przemiany dzisiejszego świata.

Olga Tokarczuk – Mowa Noblowska

Róbmy to co robią inni a nie to, co mówią żebyśmy my robili

Prof. Salvatore Babones – University of Sydney

Trudno znaleźć słabe strony bloków klasy 200 MW, stąd ich regres w polskim systemie elektroenergetycznym jest powolny i chyba jeszcze długo potrwa. Ich udział zarówno w rynku mocy jak i energii będzie się nadal zmniejszał za sprawą nowych jednostek wytwórczych niekoniecznie jednak od nich bardziej

atrakcyjnych dla KSE. Większa moc i wyższa sprawność są atutem tylko wtedy gdy blok pracuje przy parametrach nominalnych przez cały rok. Najnowsze rozwiązania techniczne mogą być atrakcyjne wtedy, gdy posiadamy o nich odpowiednio zaawansowaną wiedzę i możliwość z niej skorzystania zwłaszcza

w obszarze utrzymania. Niska satysfakcja z udziału w procesie utrzymania bloków będzie połączona z wysokimi kosztami. „Transfer learning” pomiędzy indywidualnymi rozwiązaniami na nowych blokach będzie bardzo ograniczony, także przez strategię ich utrzymania opartą o umowy LTSA. Najdłużej na rynku pozostaną te z bloków 200MW, które spełnią wymagania BAT Conclusions, znajdują się na Rynku Mocy oraz będą bezpieczne i dyspozycyjne pracując w coraz bardziej nietypowych warunkach, elastycznie dostosowując się do wymagań Operatora.

Bloki węglowe w epoce „zielonego europejskiego ładu”

Bloki węglowe mają się dobrze, nie tylko w świecie, ale także w Europie. Dzieje się tak z wielu powodów. Wszędzie tam, gdzie nie są karane rosnącymi kosztami zakupu uprawnień do emisji CO₂ generują najtańszą energię. Państwa, w których udział energetyki węglowej jest duży, jeśli deklarują znaczący rozwój generacji z OZE, podają odległe terminy, na ogół po 2030 roku. Najwięksi emitenci CO₂ w ogóle nie składają takich deklaracji, a obecnie zwiększają produkcję energii z węgla, stąd wielkość emisji CO₂ nadal rośnie, a kolejne konferencje klimatyczne, w tym ostatnia w Madrycie, kończą się deklaracjami ... odsuwającymi konkretne zobowiązania do kolejnych konferencji klimatycznych. W świecie, a nawet w Europie oddaje się do użytku nowe bloki węglowe. Robią to nawet państwa, które importują węgiel kamienny.

Unia Europejska za 30 lat ma być neutralna klimatycznie. Oznacza to m.in. całkowitą dekarbonizację sektora energetycznego. To idealistyczny projekt, zakłada bowiem solidarne działanie, w tym samym kierunku, pozostałych państw świata, zwłaszcza największych emitentów CO₂. Zakłada, że w tym czasie zostaną rozwiązane wszystkie istotne problemy techniczne związane z dużym udziałem w systemach elektroenergetycznych niestabilnych źródeł energii, zwłaszcza efektywne magazynowanie energii wiatrowej i fotowoltaicznej. Podobnie jak Polska od UE, tak również UE od reszty Świata oczekuje akceptacji idei „sprawiedliwej” transformacji, gdyż bez zapowiadanego cła węglowego unijny przemysł nie sprosta światowej konkurencji. Jego wprowadzenie natomiast może grozić eskalacją konfliktów handlowych.

Zwykły konsument energii elektrycznej, zwłaszcza taki, który samodzielnie usiłuje zrozumieć entuzjastów i sceptyków „zielonego ładu” w Polsce, Europie i świecie nie miał i nadal nie ma łatwego życia. Publikowane wyniki sondaży pokazują, że zdecydowana większość Polaków pragnie oddychać świeżym powietrzem, podczas gdy średni czas eksploatacji 24 mln samochodów zarejestrowanych w Polsce wynosi prawie 14 lat, a z ok. 3 mln palenisk odpowiadających za smog wymianie poddano dotąd ok. 1%. Zdecydowana większość naszych rodaków chciałaby korzystać z czystej energii, co w Polsce oznacza bardzo kosztowaną transformację, jednak nie akceptują wzrostu jej cen. Czytają, że energia wytwarzana przez źródła OZE jest coraz tańsza, jednak gospodarstwa domowe europejskiego lidera w tym zakresie, tj. Danii (w ubiegłym roku 47% zużytej energii z OZE, przy średniej europejskiej 14% wg danych WindEurope) płacą za nią prawie 150% drożej (0,3 euro) niż Polacy (0,1343 euro, wg Eurostatu). Media słusznie informują

o kolejnych sukcesach technologii OZE, prawie nie relacjonują o problemach, np. w Wielkiej Brytanii, która posiadając bardzo zdyspersyfikowaną elektroenergetykę i doskonałe warunki eksploatacji offshore’owych farm wiatrowych nie ustrzegła się blackoutu w sierpniu tego roku [33].

Bloki klasy 200 MW posiadają specjalny status od prawie 50 lat. Zostały bowiem zaprojektowane i zbudowane zgodnie z określoną wizją systemu elektroenergetycznego w Polsce, zapewniającą niezależność energetyczną z możliwością eksportu energii oraz wysokiej jakości miejsca pracy u polskich dostawców wszystkich głównych urządzeń, a także w biurach projektowych, firmach remontowych i diagnostycznych, instytutach oraz uczelniach technicznych. Konstrukcja ich nie była wprawdzie oryginalna, ale została w sposób istotny zmodyfikowana, ulepszona i dostosowana do potrzeb KSE. Know-how było przez długie lata w całości polskie, dopiero modernizacje wykonywane począwszy od lat 90-tych poprzedniego wieku sprawiły, że na blokach klasy 200 MW pojawiły się rozwiązania dostawców zagranicznych. Bloki klasy 200 MW, w znaczącej liczbie, eksploatują także zagraniczni użytkownicy. Polskie firmy wykonują nadal niektóre prace związane z utrzymaniem ich stanu technicznego oraz modernizacjami, zwłaszcza wydłużającymi czas eksploatacji.

Należy mieć nadzieję, że decyzje o wyłączeniu z eksploatacji, a zwłaszcza o likwidacji bloków 200 MW podjęte zostaną wtedy, gdy będzie wiadomo, czym je zastąpić, najlepiej wtedy, gdy alternatywę dla nich będzie można zobaczyć w zaawansowanej realizacji.

Stare czy długo eksploatowane?

Bloki klasy 200 MW stanowią ciągle dużą część KSE (rys. 1), w tym także źródeł o statusie JWCD bezpośrednio zarządzanych przez Operatora. Ich atrakcyjność polega nie tylko na tym, że zajmują znaczące miejsce na rynkach mocy i energii, ale także dlatego, że nadają się wyjątkowo dobrze do stabilizacji KSE, zarówno przez ich liczbę, jak również przez techniczne dyspozycje, które nadal można poprawiać.

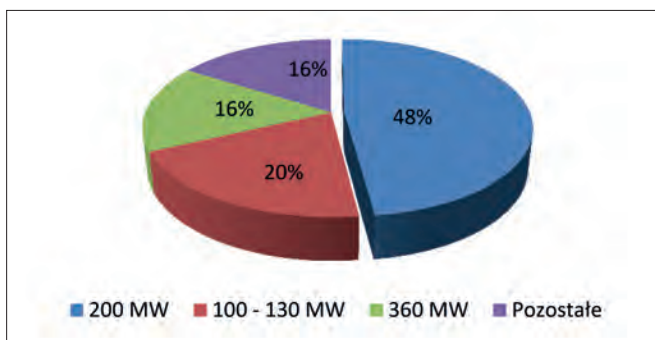
Czas eksploatacji bloków na ogół nie ma związku z czasem pracy ich głównych i pomocniczych urządzeń oraz ważnych węzłów konstrukcyjnych i elementów (tabl. 1), były bowiem wielokrotnie modernizowane (tabl. 1-3).

Tablica 1

Ogólna charakterystyka bloków 200 MW oraz prawdopodobny scenariusz ich dalszej eksploatacji

Charakterystyka bloków 200 MW	
Czas pracy	220 000 - ok. 300 000 godz.
Sumaryczna liczba uruchomień	1100 - 1600
Moc maksymalna	ok. 240 MW (proj. 220 MW)
Minimum techniczne	110 - 160 MW (proj. 130 MW)
Planowany czas dalszej eksploatacji	
Czas pracy	ok. 350 000 godz. (do ok. 2035 r.)
Sumaryczna liczba uruchomień	ok. 3000
Scenariusz dalszej eksploatacji:	
– podstawowe (P)	4500 godz./rok – 4500 MW
– regulacyjno-rezerwowe (RR)	1500 godz./rok – 2500 MW
– rezerwowe (RZ)	300 godz./rok – 3000 MW

GRUPA ENERGETYCZNA	LICZBA BLOKÓW KLASY 200 MW
TAURON Wytwarzanie SA	10
ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA	3
PGE Energia Ciepła SA	8
PGE GIEK SA	6
ZE PAK SA	6
ENEA Wytwarzanie Sp z o.o.	8
Enea Elektrownia Połaniec SA	7
RAZEM:	48



Rys. 1. Użytkownicy bloków klasy 200 MW i ich miejsce w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Kotły bloków 200 MW; Źródło: Folder *Rafako* (opracowanie własne)

Tablica 2

Moc bloku	Typ kotła	Schemat kotła	Podstawowe parametry pracy	
			ciśnienie pary świeżej	temperatura pary świeżej
215 MW, po modernizacji do 242 MW	OP – 650		13,5 MPa	540°C
	EP – 650		13,8 MPa	540°C
	OB – 650		13,8 MPa	540°C

Tablica 3

Turbozespoły bloków 200 MW

Moc bloku	Typ turbozespołu	Schemat turbozespołu	Podstawowe parametry pracy	
			temperatura i ciśnienie pary dolotowej do części WP	temperatura i ciśnienie pary dolotowej do części SP
215 MW po modernizacji do 242 MW	13K215		535°C 12,75 MPa	535°C 2,31 MPa
	13K225 po modernizacji wg <i>Alstom</i>			
	13K225 po modernizacji wg <i>Westinghouse</i>			

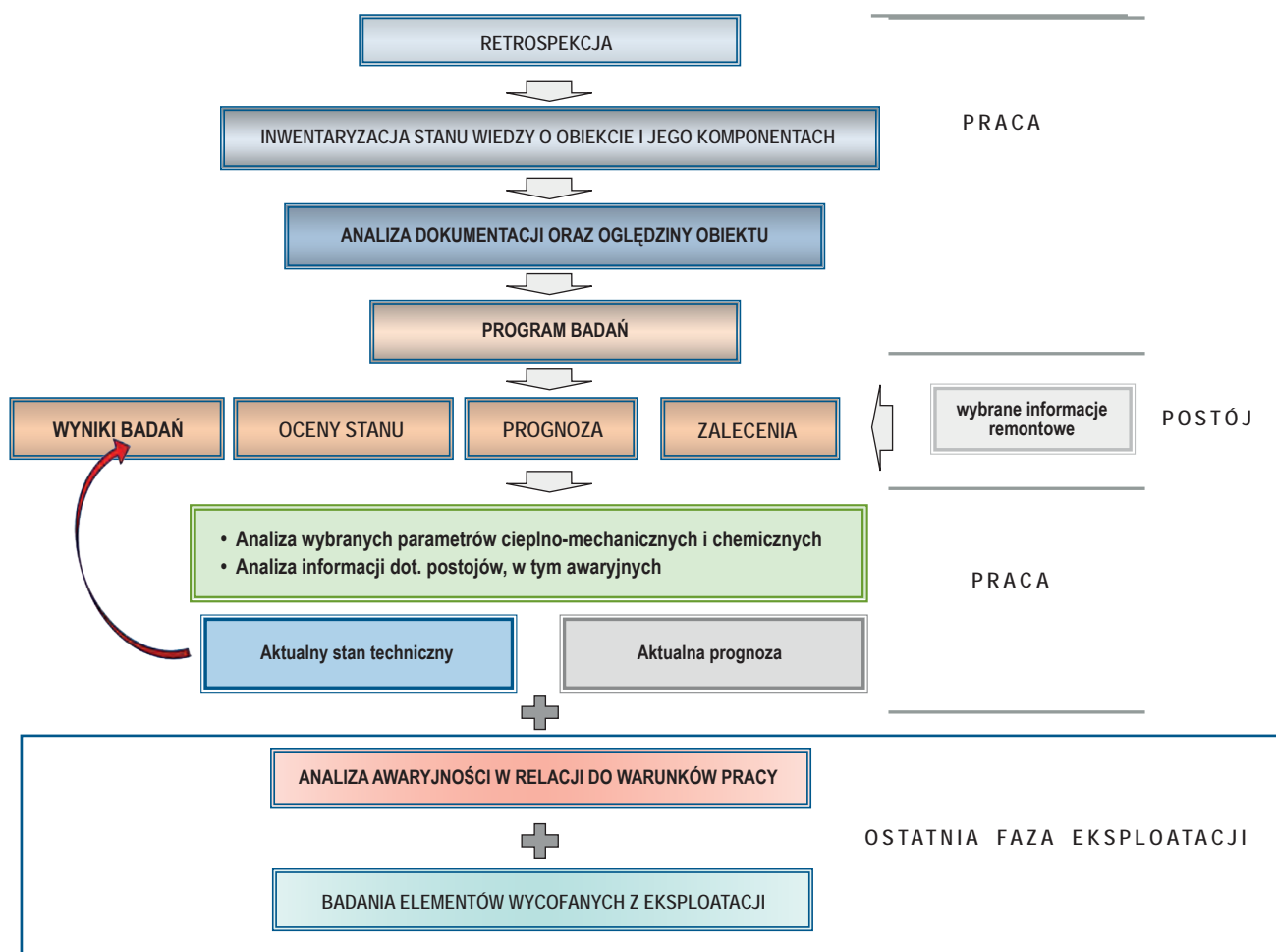
Ich aktualna kondycja techniczna jest na tyle wysoka, że spełniają wymagania: dyrektywy IED 2010/75/EU, Operatora oraz Urzędu Dozoru Technicznego, a większość z nich spełni wymagania BAT Conclusions, które zaczną obowiązywać od lipca 2021 roku. Ich dyspozycyjność oraz koszty utrzymania są na akceptowalnym poziomie. Uwzględniając wyżej opisane cechy bloków klasy 200 MW bardziej adekwatnym określeniem dla nich wydaje się „długo eksploatowany” niż „stary”. Zagrożeniem dla nich mogą być w większym stopniu zmniejszające się kompetencje obsługi, tryb i jakość eksploatacji oraz utrzymania stanu technicznego niż naturalne wyczerpanie trwałości.

Liczne modernizacje sprawiły, że w ostatnim okresie pracy bloków należy liczyć się w większym stopniu z uszkodzeniami typowymi dla pierwszego okresu eksploatacji, czyli błędami projektowymi, błędami wykonania i montażu ich zmodernizowanych części niż z wyczerpaniem trwałości elementów krytycznych (grubościennych). Nadal można podtrzymać prognozę 350 tys. godzin pracy jako czas ich eksploatacji bez wymiany [1-12]. Wymiana informacji pomiędzy użytkownikami bloków 200 MW i systemy diagnostyczne powinny to uwzględniać monitorując odpowiednio warunki pracy oraz rejestrując wyniki badań, a zwłaszcza stany awaryjne i ważne dla oceny stanu technicznego informacje remontowe [22-28].

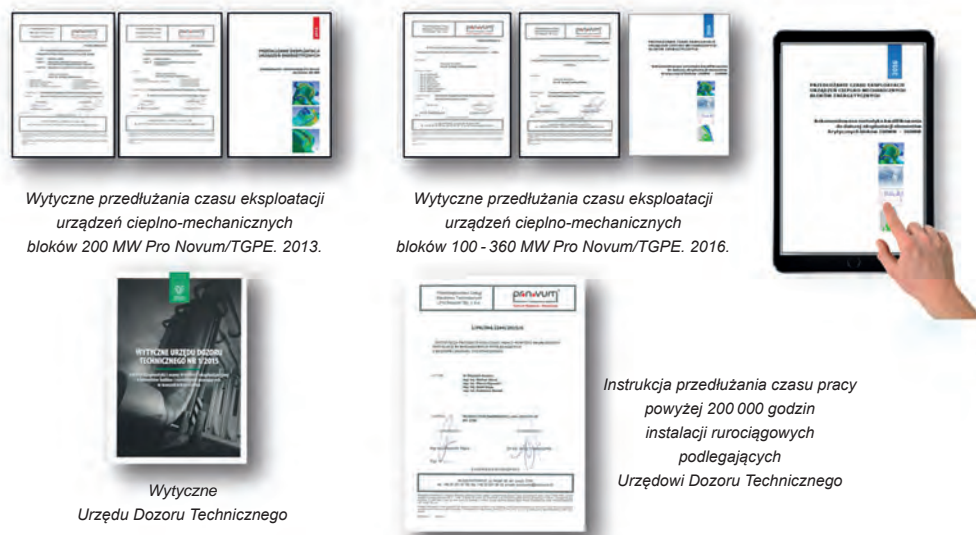
Ważnym atutem bloków klasy 200 MW jest ich konstrukcja, umożliwiająca przedłużanie trwałości głównych elementów grubościennych (krytycznych) znacznie poza czas projektowy – aktualnie przyjmuje się, że do ok. 350 000 godzin – przy zastosowaniu regeneracji i rewitalizacji, których koszty nie przekraczają 30% ceny nowego elementu [4, 11]. Podstawowe informacje dotyczące bloków 200 MW przedstawiono w tablicach 1-3.

Diagnostyka źródłem wiedzy i strategii

Diagnostyka bardzo często bywa źródłem informacji, rzadziej źródłem wiedzy istotnej dla remontu i eksploatacji, jeszcze rzadziej – strategii [28]. Źródłem wiedzy może być tylko wtedy, gdy program badań wynika z retrospekcji, a na podstawie wyników badań wykonuje się ocenę stanu technicznego. Strategię na podstawie diagnostyki można kreować wtedy, gdy potrafimy przedstawić prognozę trwałości oraz predykcję awarii. Można to osiągnąć traktując diagnostykę jako proces zintegrowany z eksploatacją oraz nadając odpowiednio wysoki status analizie awaryjności i warunków pracy oraz badaniom, zwłaszcza niszczącym, elementów wycofanych z eksploatacji (rys. 2).



Rys. 2. System diagnostyczny jako proces zintegrowany z eksploatacją z uwzględnieniem specjalnego podejścia w jej ostatniej fazie



Rys. 3. Standaryzacja oceny stanu technicznego bloków 100-360 MW, w tym bloków klasy 200 MW. Podejście *Pro Novum*, Urzędu Dozoru Technicznego oraz przykład integracji „Wytycznych...” w formie Instrukcji przedłużania czasu pracy instalacji rurociągowych

Duża liczba bloków energetycznych tej samej klasy to atut, który trudno przecenić. Sprzyja szybkiemu zdobyciu wiedzy i doświadczeń, zarówno w trybie klasycznym jak i z wykorzystaniem metod AI. *Transfer learning* przebiega efektywnie, zwłaszcza wtedy, gdy badania i ocena stanu wykonywane są według jednokowych metod i standardów. W tym celu w 2013 roku opracowano „Wytyczne przedłużania eksploatacji...” (rys. 3) [13-15], a rok później udostępniono użytkownikom bloków klasy 200 MW – Portal Bloki PRO®, umożliwiający powiązanie bieżącego stanu technicznego bloku, a zwłaszcza jego dyspozycyjności, z warunkami pracy oraz kosztami maintenance’u [27]. Program posiada wersję bezobsługową, automatycznie generuje raporty dla poszczególnych bloków, jak również okresowe raporty wspólne przy zachowaniu pełnej anonimowości informacji. „Wytyczne przedłużania eksploatacji...” opracowane przez *Pro Novum*, przy wsparciu specjalistów z elektrowni, uzupełniają, poszerzają i aktualizują dostępne na polskim rynku standardy badania i oceny stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni [16-22]. Część standardów poprzedzających wydanie „Wytycznych...” opracowywana była także z udziałem specjalistów *Pro Novum* [18-21]. „Wytyczne...” *Pro Novum* zostały zaimplementowane na Platformie Informatycznej LM System PRO+®, której pierwsza wersja powstała w 2004 roku. Platforma w formie programu LM Serwis PRO® została zainstalowana na 19-tu blokach 200 MW oraz 10-ciu kociołkach bloków 360 MW i bloku 858 MW.

Najbardziej zaawansowana wiedza z diagnostyki może być źródłem strategii eksploatacji, utrzymania technicznego oraz modernizacji. Redukować nakłady na utrzymanie stanu technicznego, wykonywać niskonakładowe modernizacje, przystosowywać urządzenia do nietypowych warunków eksploatacji bez ryzyka utraty bezpieczeństwa i dyspozycyjności można tylko wtedy, gdy dysponuje się wysokiej jakości wiedzą o aktualnym stanie technicznym urządzeń.

Wiedza ma największą wartość, gdy jest udokumentowana. Klasyczne techniki badań NDT na ogół wystarczają, żeby

zidentyfikować rzeczywisty problem. Bardzo rzadko trzeba obraz mocno powiększać i poszukiwać alternatywnych w stosunku do metody UT technik obserwacji wnętrza elementu. Znaczna część tego rodzaju działań jest nieistotna z praktycznego punktu widzenia. Generuje bowiem najczęściej zbędne koszty, a co gorsza utrudnia prawidłową interpretację wyników badań i pomiarów. Historia wdrażania w energetyce technik Phased Array i ToFD dobrze to potwierdza.

Jednym z niedocenianych sposobów zdobywania wiedzy jest analiza awarii. Korzyści z niej, zwłaszcza w postaci odpowiednio integrowanej wiedzy z różnych obiektów tej samej klasy, bywają większe niż ze standardowych badań i pomiarów, zwłaszcza wtedy, gdy ich program i zakres ma „przesiewowy” charakter. Ilość bowiem rzadko przechodzi w jakość, bywa, że utrudnia jej osiągnięcie. Można wykonać badania np. metalograficzne w paru tysiącach miejsc na jednym bloku nie identyfikując istotnych problemów dotyczących jego bezpiecznej eksploatacji. Analiza awarii, jeśli kończy się określeniem zarówno jej przyczyny bezpośredniej jak i pośredniej, dostarcza nie tylko wysokiej jakości wiedzy diagnostycznej, ale prowadzi do wyeliminowania problemu, który ją spowodował. To korzyść, której często nie doceniają, może nie rozumieją entuzjastci od predykcji awarii, a zwłaszcza admiratorzy remontów „awaryjno-planowych”. Nie deprecjonuje to w żadnym przypadku metod sztucznej inteligencji i zaawansowanej analityki jako silnych narzędzi taniego i szybkiego zdobywania oraz poszerzania wiedzy. Udaje się to jednak tylko wtedy, gdy podstawę stanowi bardzo silna wiedza ekspercka. Kompetentny, z techniczną wyobraźnią data scientist powinien współpracować ze specjalistą branżowym o dużej wiedzy oraz umiejętności przekazywania jej istoty. To nadal trudny do spełnienia warunek.

Wiedzę trzeba nie tylko posiadać, ale ją także stosować i pamiętać, że wiedza nie zawsze posiada obiektywny charakter, bywa związana z biznesowym interesem tego kto ją posiada [29].

Problemy rzeczywiste i teoretyczne

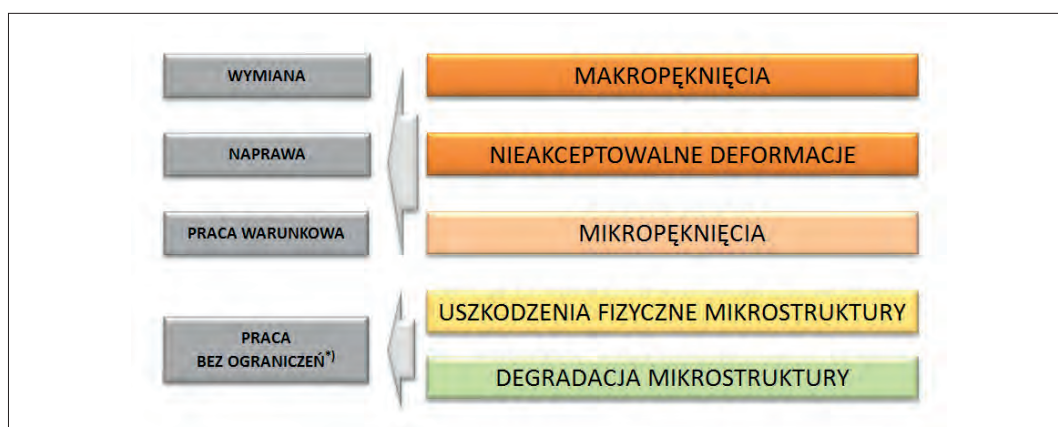
Wszystkie istotne problemy dotyczące bezpieczeństwa i dyspozycyjności bloków klasy 200 MW, zwłaszcza ich oryginalnych urządzeń, węzłów konstrukcyjnych i elementów są od dawna znane [2, 3, 18, 20, 21]. Znane są także sposoby ich niskonakładowego rozwiązywania. Uzupełnienia wymaga wiedza dotycząca możliwych negatywnych skutków pracy regulacyjnej, zwłaszcza w intensywniej jej wersji. Problemy rzeczywiste znane są od dawna. Istnieje także wiedza i doświadczenie pozwalające na ich rozwiązywanie. „Problemy teoretyczne” pojawiają się co jakiś czas, w miarę jak na rynku pojawiają się nowi specjaliści o małym doświadczeniu remontowym i diagnostycznym, „innowacyjne” metody badania, pomiarów i analizy wyników, niedostatecznie zweryfikowane w praktyce narzędzia, np. AI, które potencjalnie mogą przynieść konkretne korzyści.

Od czasu do czasu identyfikowane są „problemy” mające swoje źródło w nowych (innowacyjnych) technikach badawczo-pomiarowych oraz prawnej nadinterpretacji. Nowe techniki pomiarowe wymagają wielu lat doświadczeń i nie zwalniają od logicznego myślenia.

Za przykład może posłużyć identyfikacja stopnia wyczerpania trwałości elementu, która w rzeczywistości prosta (rys. 4),

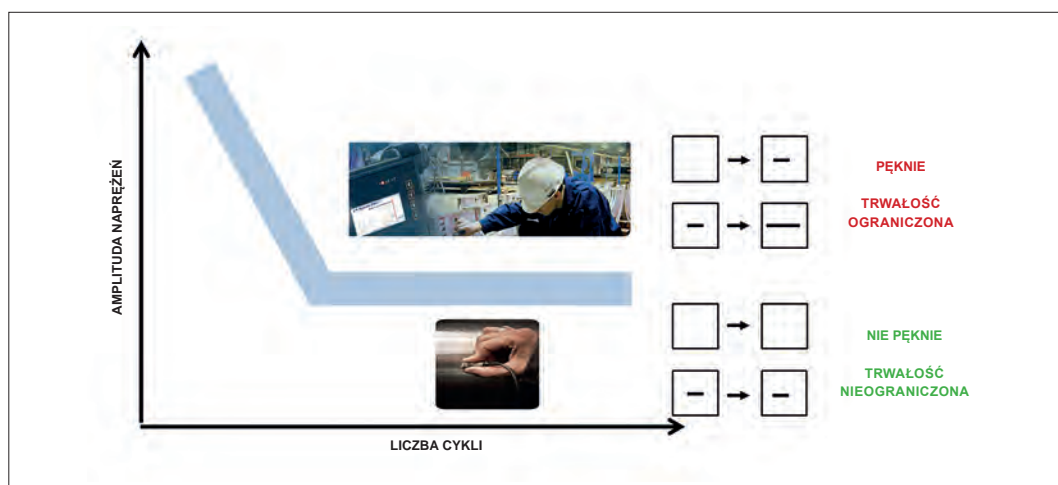
może przybrać formy skomplikowanych procedur, mogących generować nie tylko teoretyczne problemy, ale także zbędne koszty. Wyniki badań, zwłaszcza publikowane, nie wskazują m.in. na potrzebę rewitalizacji płaszczy walczaków (jeśli przez rewitalizację rozumieć regenerację struktury) ani na korzyści z tzw. niskotemperaturowej rewitalizacji elementów stalowych turbin.

Co najmniej kontrowersyjna wydaje się potrzeba wymiany spoin, które nie spełniają aktualnych wymagań jakościowych, a którym nie towarzyszą uszkodzenia o charakterze eksploatacyjnym. Wynika to z prostej analizy, którą schematycznie przedstawiono na rysunku 5. Wymieniając dużą liczbę spoin na rurociągach pracujących w warunkach pełzania można stworzyć sobie większy problem niż ten, który wcześniej zidentyfikowano. Nie zawsze bierze się pod uwagę fakt, że pełzanie to proces długotrwały, na większości eksploatowanych elementów nieujawniony w niebezpiecznej formie, nawet po przepracowaniu 250 tys. godzin (jeśli eksploatacji nie towarzyszyły znaczące nieprawidłowości) oraz że np. dalsze 10 lat eksploatacji bloku 200 MW może oznaczać ok. 20 tys. godzin pracy w warunkach pełzania. Warunkowa eksploatacja może dotyczyć także elementów eksploatowanych w warunkach pełzania.



Rys. 4. Postępowanie związane z identyfikacją różnych objawów wyczerpania trwałości elementu

*) praca bez ograniczeń w okresie do następnego badania i oceny stanu technicznego



Rys. 5. Wady technologiczne w warunkach ograniczonej i nieograniczonej trwałości zmęczeniowej

Ważną klasą zagadnień są problemy dotyczące bezpieczeństwa technicznego całkiem rzeczywiste, ale trochę zapomniane lub niedoceniane:

- możliwość zniszczenia walczaka podczas próby ciśnieniowej, jeśli nie jest ona wykonywana zgodnie z przepisami UDT (Decyzja UDT DC 38/93 z dnia 16.12.1993),
- możliwość powstania nieszczelności od pęknięć korozyjno-zmęczeniowych na odcinkach rurociągów eksploatowanych w warunkach pełzania, ale okresowo pozostających pod ciśnieniem i bez przepływu pary,
- możliwość spowodowania awarii na skutek uszkodzenia kotłaków wirników generatorów oraz innych elementów turbinowych nasadzanych na skurcz – uszkodzenia korozyjno-naprężeniowe powstają i rozwijają się także podczas postojów bloku/urządzenia,
- możliwość awarii rurociągu wody zasilającej, zwłaszcza takiego, który nigdy nie został zbadany w pełnym zakresie.

Poprawa elastyczności warunkiem przedłużenia eksploatacji

Dalsze pozostawanie w KSE bloków klasy 200 MW będzie uzależnione, w największym stopniu, od poprawy elastyczności jednostek wytwórczych, bez obniżenia ich bezpieczeństwa i dyspozycyjności oraz przy akceptowalnych (względnie niskich) nakładach na utrzymanie stanu technicznego. Oczekiwania te można spełnić zapewniając w pierwszym rzędzie wysokiej jakości maintenance. Wydaje się, że największe wyzwanie dotyczyć będzie uzyskania odpowiedniej jakości prac w obszarze turbozespołów. Wysokiej jakości kompetencji remontowych i diagnostycznych dla tych urządzeń nie da się łatwo i szybko odbudować, jeśli ciągłość transferu know-how zostanie mocno zakłócona, a zwłaszcza przerwana. Dużo pozostawia do życzenia także jakość eksploatacji, świadczą o tym wyniki badań turbozespołów w ostatnim czasie.

Elastyczność można poprawić niskonakładowo, często w znaczącym stopniu. Metoda poprawy elastyczności może być niskonakładowa i uniwersalna, podejście musi być jednak indywidualne. Efekt może być zróżnicowany w zależności od:

- zakresu wcześniejszych modernizacji bloku,
- aktualnego stanu technicznego,
- kompetencji obsługi – jakości eksploatacji.

Bezpieczeństwo i dyspozycyjność w ostatniej fazie eksploatacji

Urządzenia w końcowej fazie eksploatacji nie mogą być mniej bezpieczne niż wcześniej. Akceptowana dyspozycyjność nie jest zwykle dużo mniejsza niż dla nowego urządzenia. Limitowane są natomiast, często bardzo agresywnie, nakłady na utrzymanie. W związku z powyższym *Pro Novum* opracowało i wdrożyło metodykę warunkowej pracy uszkodzonych elementów (rys. 6), których naprawa lub wymiana nie jest możliwa lub ekonomicznie akceptowalna.

Istotą podejścia *Pro Novum* jest założenie, że:

- bezpieczny zapas trwałości może być rozpatrywany także dla elementu uszkodzonego, posiadającego pęknięcie o charakterze zmęczeniowym, jeśli zgodnie z metodyką i kryteriami mechaniki pęknięcia rozmiary pęknięć są akceptowalne, w materiale nie zidentyfikowano fizycznych uszkodzeń pełzaniowych oraz niedopuszczalnych deformacji;
- warunki pracy i rozmiary pęknięcia będą odpowiednio, obliczeniowo monitorowane;
- okresowo będą wykonywane badania NDT w zakresie umożliwiającym weryfikację rozmiarów pęknięć, jeśli zaistnieje taka potrzeba zidentyfikowana na podstawie monitorowania warunków pracy i obliczeń.

W sposób jw. monitorowany jest stan techniczny wirnika generatora oraz ciśnieniowych elementów kotłów (komór przegrzewaczy pary i schładzaczy).

Warunkowa praca uszkodzonych elementów znana jest tak długo, jak istnieje energetyka. Metoda *Pro Novum*, poprzez analityczne podejście do problemu, istotnie poprawia bezpieczeństwo takiego działania oraz redukuje koszty utrzymania, zwłaszcza wtedy, gdy uszkodzony element może pracować znacznie dłużej niż wynikałoby to z intuicyjnej oceny zagrożenia.

Podsumowanie i wnioski

Zmodernizowane bloki węglowe, zwłaszcza o mocy 200 MW i 360 MW to w energetyce zawodowej najtańsze i najbardziej elastyczne źródła energii, stanowiące znaczącą część KSE i podstawę bezpieczeństwa energetycznego.



Rys. 6. Wykorzystanie zapasu trwałości elementów krytycznych bloku w zależności od trybu jego pracy oraz strategii produkcyjnej

Większość z nich będzie spełniać wymagania BAT Conclusions w zakresie emisji, pozostałe, eksploatowane w trybie podszczytowym i szczytowym oraz jako źródła rezerwowe, będą „niskoemisyjne” jako jednostki eksploatowane maksymalnie 1500 godz./rok. Ich atrakcyjność i obecność w KSE można wydłużyć poprawiając niskonakładowo ich elastyczność. Obecność dużych bloków w KSE to jeszcze jedno potencjalne źródło niestabilności w przypadku ich awarii.

Jeśli budowa nowych bloków węglowych okaże się nieemożliwa, a po 2023 roku zakończy się wsparcie dla budowy bloków gazowych, to w dobrym stanie technicznym i dostosowane do przyszłych warunków pracy jednostki klasy 200 MW mogą okazać się niezbędne w KSE, w perspektywie do ok. 2030 roku.

Atrakcyjność bloków klasy 200 MW powinni docenić nawet entuzjaści OZE. Ich naturalna elastyczność, przez liczbę bloków oraz predyspozycje do jej niskonakładowej poprawy sprawią, że w KSE będzie można pomieścić większy wolumen generacji z OZE zanim pojawią się efektywne magazyny energii, bloki gazowe oraz infrastruktura gazowa zapewniająca warunki do ich elastycznej pracy, a przepustowość interkonektorów i jakość rynku energii w otoczeniu Polski sprawią, że nasze KSE będzie co najmniej tak zielone, jak naszych sąsiadów i tak zabezpieczone przed blackautem, jak dotąd.

Bloki klasy 200 MW, także te eksploatowane podszczytowo i szczytowo, mogą pozostać nadal bezpieczne i dyspozycyjne przy akceptowalnych kosztach:

- elementy krytyczne (grubościenne) kotłów, instalacji rurociągowych i turbozespołów mogą być eksploatowane bezpiecznie, bez potrzeby ich wymiany do ok. 350 tys. godzin i ok. 3000 uruchomień;
- trwałość elementów krytycznych może być dokładnie zdiagnozowana i prognozowana, a w razie potrzeby wydłużana z wykorzystaniem technologii, których skuteczność została wielokrotnie potwierdzona;
- elastyczność bloków może być poprawiona – prace nad niskonakładowymi, uniwersalnymi metodami są w zaawansowanym stadium realizacji;
- niewykluczone są modernizacje niektórych bloków w kierunku redukcji emisji poniżej poziomu 550 g CO₂/kWh;
- przez około 40 lat eksploatacji bloków klasy 200 MW powstała wiedza i doświadczenie pozwalające zapewnić im bezpieczeństwo i dyspozycyjność w kolejnym horyzoncie czasowym;
- należy zadbać o międzypokoleniową ciągłość kompetencji i odpowiednio wysoki poziom techniczny firm i instytucji zaplecza energetyki – wobec pogorszenia warunków eksploatacji wysoka jakość utrzymania technicznego powinna być zachowana, a w niektórych przypadkach przywrócona.

Podstawą bezpieczeństwa i dyspozycyjności jest dobry stan techniczny bloku. Diagnostyka powinna być źródłem wiedzy i strategii jego utrzymania oraz eksploatacji. W tym celu należy spełnić poniżej wymienione warunki:

- diagnostyka powinna być traktowana jako proces zintegrowany odpowiednio z procesem eksploatacji – postój to także faza eksploatacji wpływająca na degradację techniczną wie-
lu elementów urządzeń;

- diagnostyka powinna być wykonywana w większym niż dotąd stopniu w trybie zdalnym, który stwarza warunki do podwyższenia jakości, obniżenia kosztów oraz wykorzystania zaawansowanych metod analitycznych;
- znacznie wyższy status niż dotąd powinna mieć analiza awaryjności, zwłaszcza skojarzona z analizą warunków pracy;
- elementy wycofywane z eksploatacji powinny być przedmiotem badań;
- wymiana informacji, wiedzy i doświadczeń powinna mieć wyższy niż dotąd status – odpowiednio wykorzystane metody AI powinny wspierać ten proces;
- ostatnia faza eksploatacji urządzenia/elementu oznaczać może brak możliwości lub/i ekonomicznego sensu naprawy/wymiany uszkodzonego elementu – wykorzystanie metod mechaniki pęknięcia może zapewnić ich warunkową, bezpieczną eksploatację;
- zapas trwałości elementu należy określać nie tylko na podstawie obliczeń SWT i analizy stanu struktury, ale także według kryteriów mechaniki pęknięcia oraz wyników badań elementów wycofanych z eksploatacji, analizy awaryjności i historii napraw, regeneracji oraz rewitalizacji elementów.

Wiedzę należy nie tylko posiadać ale ją także praktycznie stosować, a kiedy potrzeba to także jej bronić.

Blok 200 MW może być bezpieczny i dyspozycyjny w kolejnym horyzoncie czasowym. W tym czasie można będzie zweryfikować zarówno realność europejskiego green deal'u jak i – miejmy nadal nadzieję – opracować strategię dla polskiej energetyki na miarę naszych potrzeb, możliwości i ambicji.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Trzszczyński J., *Eksploatacja urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni po przekroczeniu trwałości projektowej – Rekomendacje i doświadczenia Pro Novum*. „Nowa Energia” 2014, nr 1.
- [2] Dobosiewicz J., *Przydatność elementów kotła po przekroczeniu obliczeniowego czasu pracy*. „Energetyka” 1983, nr 8.
- [3] Dobosiewicz J., [Zbroińska-Szczuchura E.], *Ocena trwałości komór przegrzewaczy kotłów parowych pracujących w warunkach pełzania*. „Energetyka” 2008, nr 4, Biuletyn Pro Novum 2018, nr 1.
- [4] Trzszczyński J., *Możliwości i warunki przedłużania czasu eksploatacji zrewitalizowanych elementów turbin parowych*. „Energetyka” 2011, nr 6, Biuletyn Pro Novum 2011, nr 1.
- [5] Trzszczyński J., *Krucze uszkodzenia elementów bloku energetycznego*. „Energetyka” 1991, nr 4.
- [6] Trzszczyński J., *System diagnostyczny zapewniający bezpieczną pracę bloków 200 MW po przekroczeniu 300 tys. godz. eksploatacji*. „Dozór Techniczny” 2012, nr 2.
- [7] Trzszczyński J., Stanek R., *Analiza awaryjności elementów krytycznych bloków 200 MW jako ważny element metodyki prognozowania trwałości*. „Energetyka” 2013, nr 6, s. 505-508.

- [8] Trzeczcyński J., Murzynowski W., *Zapewnienie bezpieczeństwa technicznego zmodernizowanych bloków 200 MW – podejście Pro Novum na etapie modernizacji i eksploatacji urządzeń ciepło-mechanicznych*. „Energetyka” 2014, nr 12, Biuletyn Pro Novum 2014, nr 2.
- [9] Trzeczcyński J., *Aktualny stan techniczny oraz możliwości dalszej eksploatacji konwencjonalnych źródeł wytwórczych*. „Monografia II Kongresu Elektryki Polskiej”, tom II, grudzień 2014 - wrzesień 2016.
- [10] Trzeczcyński J., *Doświadczenia i zamierzenia Pro Novum związane z przystosowaniem długoeksploatowanego majątku produkcyjnego elektrowni w Polsce do pracy w perspektywie do 2030 roku*. „Dozór Techniczny” 2016, nr 1.
- [11] Grzeszczek E., Trzeczcyński J., Rajca S., *Możliwości wydłużania czasu eksploatacji elementów części przepływowych turbin parowych*. „Energetyka” 2003, nr 12.
- [12] Sprawozdanie Pro Novum 049.3096/2014: *Badania wybranych elementów krytycznych bloków 200 MW po długotrwałej eksploatacji dla określenia możliwości przedłużania ich eksploatacji do 350 000 godzin*. Katowice 2014. Niepublikowane
- [13] PN/20.2900/2013: *Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepło-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. Katowice, luty 2013.
- [14] PN/30.2910/2013: *Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepło-mechanicznych bloków 200 MW. Część I. Założenia ogólne. Część II. Diagnostyka elementów krytycznych turbin i generatorów*. Pro Novum. Katowice, luty 2013.
- [15] PN/045.3360/2016: *Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepło-mechanicznych bloków 100-360 MW*. Pro Novum. Katowice 2016.
- [16] *Wytyczne Urzędu Dozoru Technicznego Nr 1/2015: Zasady diagnostyki i oceny trwałości eksploatacyjnej elementów kotłów i rurociągów pracujących w warunkach pełzania*. Warszawa 2015.
- [17] *Wytyczne Urzędu Dozoru Technicznego Nr 2/UC/2019/1: Zawieszenia i podparcia rurociągów parowych i technologicznych. Zasady diagnostyki, napraw i regulacji*. Warszawa 2019.
- [18] *Instrukcja oceny stanu oraz kwalifikowania do wymiany komór, kolektorów, rurociągów kotłowych i głównych rurociągów parowych pracujących w warunkach pełzania*. MGİE. Warszawa 1986.
- [19] *System Diagnostyki Materiałowej Podstawowych Elementów Urządzeń Energetycznych*. Instytut Energetyki. Warszawa 1996.
- [20] Dobosiewicz J., *Badania diagnostyczne urządzeń ciepło-mechanicznych w energetyce. Część I. Zagadnienia ogólne. Turbiny i generatory*. Biuro Gamma. Warszawa 1998.
- [21] Dobosiewicz J., *Badania diagnostyczne urządzeń ciepło-mechanicznych w energetyce. Część II. Kotły i rurociągi*. Biuro Gamma. Warszawa 1999.
- [22] Trzeczcyński J., Murzynowski W., Białek S., *Monitorowanie stanu technicznego urządzeń ciepło-mechanicznych bloków energetycznych przy wykorzystaniu platformy informatycznej LM System PRO+®*. „Dozór Techniczny” 2011, nr 5.
- [23] Trzeczcyński J., *Concept and Present State of Implementation of LM System PRO® – the System Supporting Supporting Maintenance of Thermo-Mechanical Power Equipment*. 3rd ETC Generation and Technology Workshop “Life Time Management of Pressurized Equipment”, Dublin 2007.
- [24] Technical-Scientific Report. *Availability of Power Plants 2007-2016*. VGB-TW 103Ve (2017).
- [25] Trzeczcyński J., Stanek R., Szyja R., Staszatek K., *Cyclic operation of modernized power units of 200 MW and 360 MW*. ETD Conference – Flexible Operation & Preservation of Power Plants. London, 23-24 November 2015.
- [26] Trzeczcyński J., Stanek R., Rajca S., Staszatek K., Sobczyszyn A., *Diagnostics of Long Time Operated Power Units Planned for Flexible Operation*. VGB Workshop „Materials and Quality Assurance”. 18-19 May 2017 in Maria Enzersdorf/Austria.
- [27] Stanek R., Trzeczcyński J., Dąbrowski M., *Diagnostyka jednego typu urządzeń w skali KSE z wykorzystaniem portalu internetowego integrującego informacje eksploatacyjne*. „Energetyka” 2017, nr 12, Biuletyn Pro Novum 2017, nr 2.
- [28] Trzeczcyński J., Trzeczcyńska E., *Diagnostic as a source of knowledge and strategy for units of coal flexible fired power plants*. VGB Conference „Maintenance in Power Plants 2019”. 19-20 February 2019. Potsdam/Germany.
- [29] Trzeczcyński J., *Designed in china assambled in poland?* „Przegląd Energetyczny” 2014, nr 1.
- [30] Trzeczcyński J., *O poszukiwaniu optymalnego modelu zarządzania utrzymaniem stanu technicznego nowych i zmodernizowanych bloków energetycznych*. „Energetyka” 2014, nr 12, Biuletyn Pro Novum 2014, nr 2.
- [31] Trzeczcyński J., *Diagnostyka 4.0 wspierająca przedłużanie eksploatacji bloków 100 MW – 360 MW*. „Dozór Techniczny” 2017, nr 4.
- [32] Trzeczcyński J., Murzynowski W., *Nadzór diagnostyczny nad warunkową eksploatacją uszkodzonych schładzaczy do czasu ich wymiany lub naprawy*. „Energetyka” 2019, nr 7, Biuletyn Pro Novum 2019, nr 1.
- [33] *UK blackout – an accumulation of rare events*, „Modern Power Systems”, September 2019.

Prewencyjna diagnostyka zespołów pompowych

Preventive diagnostics of pump sets

Standardowe systemy diagnostyki zespołów pompowych

W większości spotykanych w praktyce przypadkach diagnostyka zespołu pompowego oparta jest na pomiarze drgań i temperatury łożysk. Obserwacja wartości oraz trendów tych parametrów pozwala na ocenę stanu technicznego. Norma [1] zaleca dokonywanie na obudowach łożysk pomiarów średniej prędkości drgań v [mm/s] oraz podaje wartości progowe dla tego parametru: poziom ostrzegawczy, przekroczenie którego wskazuje na pogorszenie stanu technicznego maszyny oraz poziom alarmowy, po przekroczeniu którego zespół pompy należy wyłączyć ze względu na niebezpieczeństwo poważnej awarii. Wartość średniej prędkości skutecznej drgań pozwala na wykrycie pogorszenia stanu technicznego, lecz nie wskazuje jego przyczyny. Więcej informacji może dostarczyć analiza widma drgań, która doświadczonemu diagnoście pozwala na określenie przypuszczalnej przyczyny problemów.

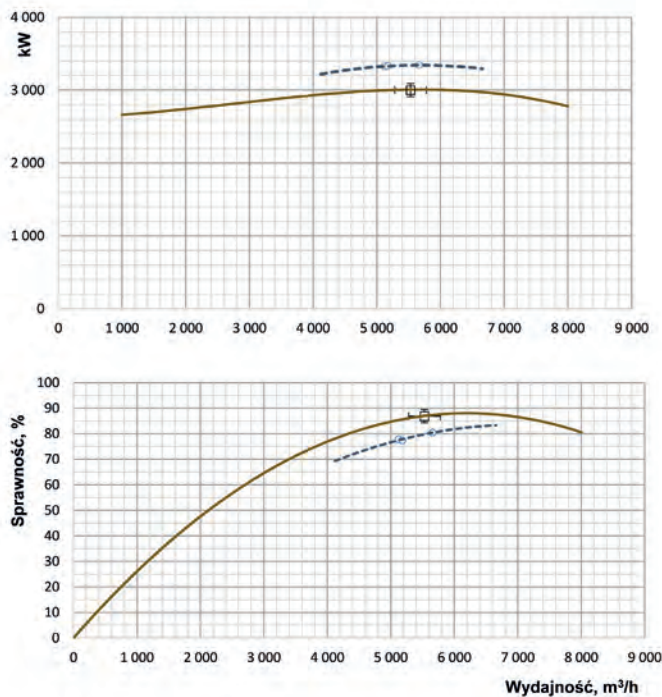
Systemy diagnostyki obejmujące pomiary parametrów hydraulicznych

Standardowe systemy diagnostyki oparte na pomiarze drgań są przydatne w praktyce, posiadają jednak pewne ograniczenia. Wzrost poziomu drgań wcale nie musi świadczyć o pogorszeniu stanu technicznego pompy. Poziom wibracji w przypadku pompy znajdującej się w dobrym stanie technicznym wzrasta, jeśli pracuje ona poza zalecanym zakresem wydajności w granicach określanych zazwyczaj jako 70-120% wydajności, przy której występuje najwyższa sprawność. Norma [1] dopuszcza poza wymienionym zakresem pracy wzrost poziomu drgań o 30%. Ponadto, jeśli zwiększony poziom drgań wynika z pogorszenia stanu pompy (np. uszkodzenia łożyska), to problem zostaje zaobserwowany dopiero w momencie, gdy już występuje, aczkolwiek na wczesnym etapie. Diagnostyka pomp oparta na pomiarze drgań nie umożliwia wykrycia pogorszenia sprawności energetycznej, gdyż pogorszeniu takiemu nie musi towarzyszyć pogorszenie stanu dynamicznego.

Z powyższych powodów celowe jest uwzględnienie w systemach diagnostyki również parametrów hydraulicznych i energetycznych (wydajność, ciśnienia, pobór mocy). Pomiar wydajności pozwala na stwierdzenie czy pompa pra-

cuje w zalecanym zakresie, a zatem pozwala na rozróżnienie pomiędzy wzrostem drgań związanym z uszkodzeniem pompy a wzrostem drgań spowodowanym pracą przy niedozwolonych parametrach. Co więcej, stwierdzenie pracy poza dozwolonym zakresem wydajności stwarza podstawę do uniknięcia problemów przed ich wystąpieniem, gdyż praca pompy w takim trybie jest powodem przyspieszonego uszkodzenia łożysk i uszczelnień.

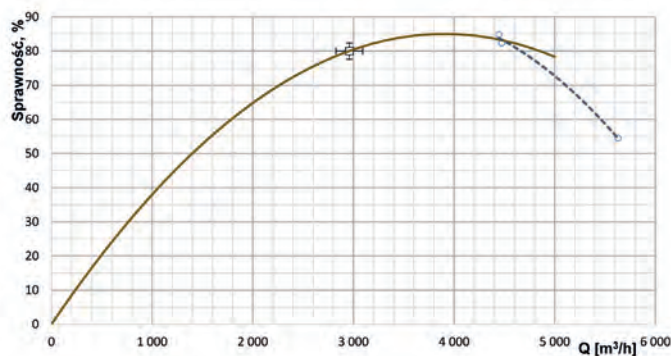
Monitorowanie parametrów energetycznych przyczynia się do uniknięcia strat energii, gdyż pozwala wykryć spadek sprawności energetycznej. Wskazane jest porównywanie aktualnych parametrów pompy z jej charakterystyką fabryczną, co pozwala na wyciągnięcie istotnych wniosków, jak w dwu podanych w artykule przykładach.



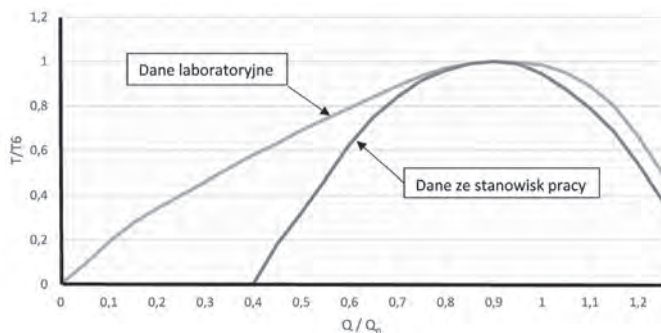
Rys. 1. Porównanie zmierzonego poboru mocy i sprawności pompy z jej charakterystyką fabryczną; praca w zalecanym zakresie, lecz z pogorszoną sprawnością

Na rysunku 1 pokazano na tle charakterystyki fabrycznej (linia ciągła) pobór mocy i sprawność pompy w jej rzeczywistym punkcie pracy na stanowisku (linia przerywana). Jak widać, pompa pracuje w zalecanym zakresie, blisko optymalnej sprawności, lecz ze sprawnością obniżoną, czego skutkiem jest znaczny wzrost poboru mocy.

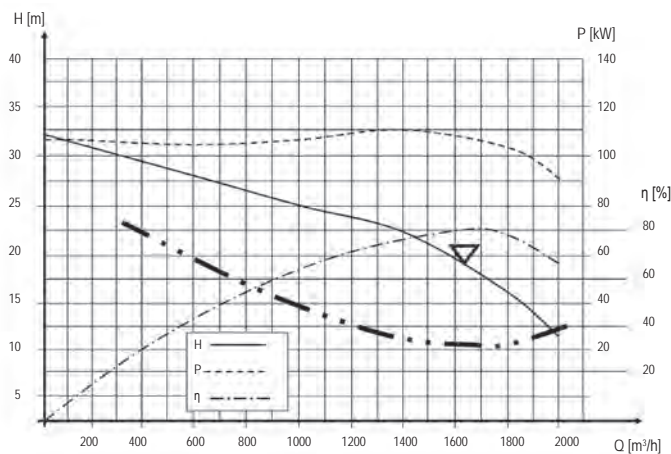
Takiego efektu nie można stwierdzić bezpośrednio na drodze monitoringu drgań i temperatur. Fakt nawet znacznego pogorszenia sprawności energetycznej pompy szczególnie łatwo jest przeoczyć w przypadku automatycznej regulacji prędkości obrotowej, jeśli sprawność ta nie jest monitorowana. Wynika to z tego, że automatyczny system regulacji zapewnia utrzymanie wymaganych parametrów hydraulicznych (ciśnienie, wydajność) mimo pogorszenia stanu technicznego pompy drogą zwiększania prędkości obrotowej, czemu towarzyszy wzrost poboru mocy. Przy pracy ze stałą prędkością obrotową pogorszenie stanu technicznego byłoby łatwiejsze do wykrycia, gdyż towarzyszyłby mu zauważalny spadek wydajności.



Rys. 2. Porównanie zmierzonego poboru mocy i sprawności pompy z jej charakterystyką fabryczną; sprawność zgodna ze stanem fabrycznym; praca poza dopuszczalnym zakresem wydajności



Rys. 3. Wpływ położenia punktu pracy pompy na długość jej okresu międzyremontowego



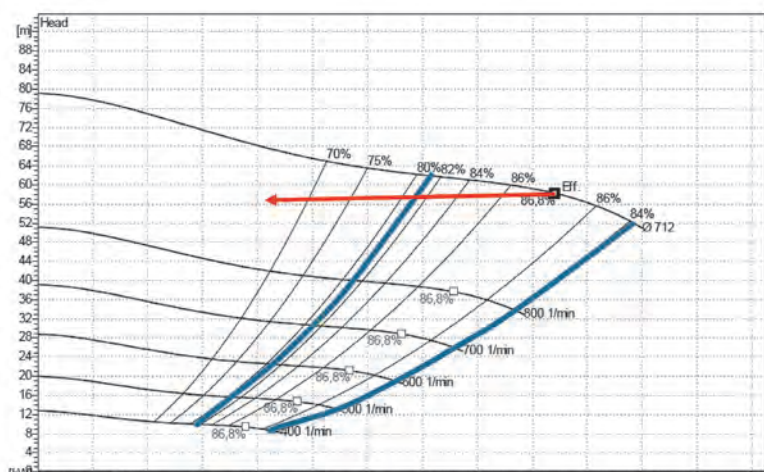
Rys. 4. Charakterystyka pompy diagonalnej z naniesionymi stratami mocy

Na rysunku 2 pokazano inny przypadek, w którym pompa ma sprawność zgodną z charakterystyką fabryczną, lecz pracuje poza dozwolonym zakresem, ze zbyt dużą wydajnością, czyli w obszarze obniżonej sprawności. Praca poza dopuszczalnym zakresem wydajności z obniżoną sprawnością oznacza nie tylko straty energii do napędu pompy, ale również jej przyspieszone zużycie. Wynika to z tego, że przy pracy z wydajnością spoza zalecanego zakresu znaczny procent energii pobranej przez pompę od napędu jest rozpraszany wewnątrz pompy w postaci zawirowań generujących drgania, co skutkuje przyspieszonym uszkodzeniem węzłów konstrukcyjnych, w pierwszej kolejności łożysk i uszczelnień.

Na rysunku 3 pokazano wpływ pracy z wydajnością odbiegającą od optymalnej na długość okresu międzyremontowego pompy. Wykres pochodzi z monografii [2] i oparty jest na danych zebranych dla znacznej liczby pomp pracujących w amerykańskim przemyśle petrochemicznym. Na osi poziomej oznaczono stosunek wydajności, z jaką pracuje pompa, do wydajności, przy której występuje najwyższa sprawność. Na osi pionowej określono stosunek okresu pomiędzy remontami do standardowego okresu wynoszącego 6 lat. Jak widać z wykresu praca z wydajnością odbiegającą od znamionowej w znacznym stopniu skraca okres międzyremontowy.

Typowa charakterystyka pompy zawiera wykresy $H(Q)$, $P(Q)$ i $\eta(Q)$, czyli pokazuje zależności wysokości podnoszenia, poboru mocy na wale i sprawności energetycznej od wydajności. Na rysunku 4 pogrubioną linią przerywaną z podwójnym kropkowaniem pokazano dodatkowo zależność strat mocy w pompie od wydajności. Skoro sprawność η oznacza procent mocy P pobranej na wale, jaki pompa przekazuje do cieczy w postaci energii mechanicznej, to wyrażenie $(1 - \eta)P$ wyraża moc straconą w pompie. Ostatecznie straty mocy zamieniane są na ciepło, jednak wcześniej występuje etap pośredni, w którym tracona moc pojawia się częściowo w postaci energii kinetycznej wirów i przepływów recyrkulacyjnych występujących wewnątrz pompy przy pracy z wydajnością różniącą się od optymalnej. Ta energia zawirowań powoduje zwiększenie poziomu drgań i przyspieszone zużycie węzłów konstrukcyjnych pompy, a szczególnie łożysk i uszczelnień. Tłumaczy to efekt skrócenia okresu międzyremontowego pokazany na rysunku 3. Jak wynika z rysunku 4, przykładowo dla pompy o poborze mocy na wale rzędu 100 kW, przy pracy z niską wydajnością, straty mocy wewnątrz pompy przekraczają 70 kW, w wyniku czego efekt niszczący jest silny.

Stwierdzenie pracy pompy poza dopuszczalnym zakresem wydajności pozwala podjąć działania korygujące, mające na celu eliminację tego zjawiska, a zatem eliminację przyczyny uszkodzenia pompy przed jego wystąpieniem. Monitoring wydajności, z jaką pracuje pompa ma więc charakter prewencyjny. Jak stwierdzono, dla pompy pracującej ze stałą prędkością obrotową, za bezpieczny, zalecany zakres wydajności przyjmuje się przedział 70-120% wydajności znamionowej i celem monitoringu powinno być upewnienie się czy aktualny punkt pracy tam się znajduje.

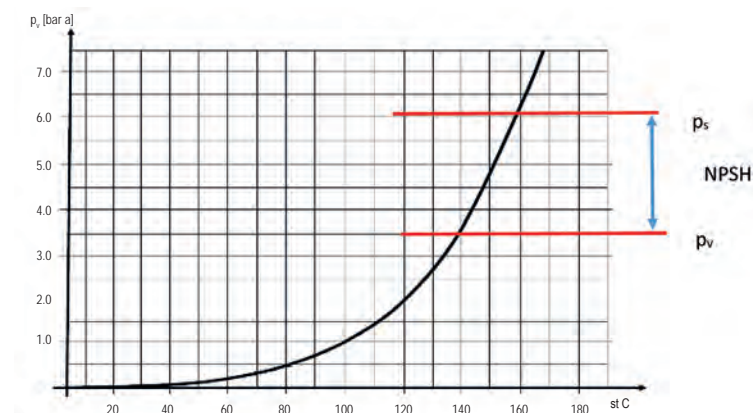


Rys. 5. Zalecany zakres pracy pompy pracującej przy zmiennych obrotach

Nieco bardziej skomplikowane jest określenie zalecanego zakresu pracy pompy pracującej ze zmienną, regulowaną prędkością obrotową. W takim przypadku dla każdej prędkości obrotowej występuje osobna charakterystyka $H(Q)$ i dla każdej z nich obowiązuje ograniczenie 70-120% wydajności znamionowej. W efekcie zalecany zakres pracy znajduje się pomiędzy pogrubionymi, niebieskimi liniami, pokazanymi na charakterystyce pompy przy zmiennej prędkości obrotowej na rysunku 5. Jeśli pompa przy zmniejszaniu wydajności ma zachowywać w przybliżeniu stałe ciśnienie, to dość szybko wychodzi ona z zalecanego zakresu, jak pokazano czerwoną strzałką na rysunku 5. Przykładowo, praca ze stałym w przybliżeniu ciśnieniem tłoczenia przy zmiennej wydajności jest typowa dla pomp zasilających kotły w blokach energetycznych pracujących ze zmienną mocą.

Systemy diagnostyki służące ochronie pomp przed kawitacją

W przypadku pomp pracujących na wodzie gorącej (co często ma miejsce w energetyce) wzrasta ryzyko wystąpienia kawitacji. Zjawisko to stanowi bardzo niebezpieczny mechanizm niszczący pompy, a zwłaszcza wirniki, należy go zatem unikać. Kawitacja występuje, gdy przed wlotem do pompy ciśnienie spada do ciśnienia wrzenia dla danej temperatury. Pojawiają się wtedy pęcherzyki pary, które zasysane są do pompy. Tam pod wpływem zwiększonego ciśnienia pęcherzyki pary zanikają, ale odbywa się to w gwałtowny sposób, w formie implozji, co powoduje uszkodzenia metalowych elementów pompy.



Rys. 6. Interpretacja nadwyżki antykawitacyjnej

Jak stwierdzono, kawitacja wystąpi z przyczyn fizycznych, gdy ciśnienie przed wlotem do pompy spadnie do ciśnienia wrzenia. Jednak fakt, że średnie ciśnienie na ssaniu pompy jest wyższe od tej wartości nie daje pewności, że kawitacji nie będzie, gdyż w obszarze wlotowym występują lokalne depresje ciśnienia, których głębokość zależy od konstrukcji pompy.

Aby uniknąć kawitacji średnie ciśnienie na wlocie do pompy musi być wyższe od ciśnienia wrzenia o tzw. wymaganą nadwyżkę antykawitacyjną, oznaczaną $NPSH_r$, (r od angielskiego słowa *required*), która jest określana przez producenta pompy w trakcie badań, i która powinna być podana do wiadomości na charakterystyce pompy w funkcji wydajności. Natomiast na wlocie do pompy występuje tzw. dostępna nadwyżka antykawitacyjna $NPSH_{av}$ (av od angielskiego słowa *available*), której interpretację graficzną podano na rysunku 6, pokazującym zależność ciśnienia wrzenia od temperatury (jeśli dla temperatury wody równej 140°C średnie ciśnienie na ssaniu wynosi p_s , to wysokość dostępnej nadwyżki antykawitacyjnej pokazana jest na rysunku 6 strzałką).

$NPSH$ (*net positive suction head*) jest zatem nadwyżką ciśnienia ponad ciśnienie wrzenia dla danej temperatury, wyrażoną w metrach słupa cieczy, przy czym rozróżnia się nadwyżkę wymaganą przez pompę oraz dostępną na jej stanowisku pracy.

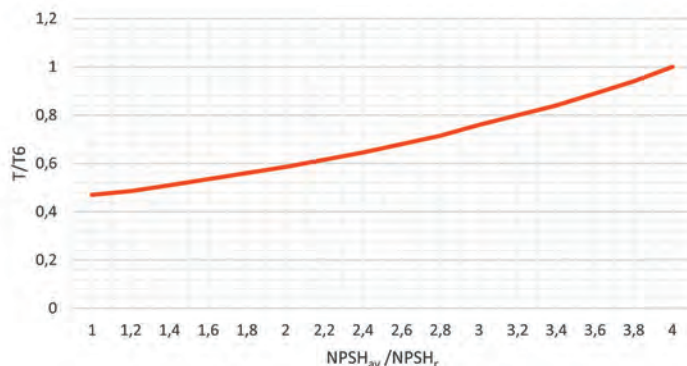
Formalnym warunkiem uniknięcia kawitacji jest to, aby dostępna nadwyżka była większa od wymaganej, przy czym wymóg ten formułuje się na dwa sposoby:

$$NPSH_{av} > NPSH_r + 0,5 \text{ m} \quad (1a)$$

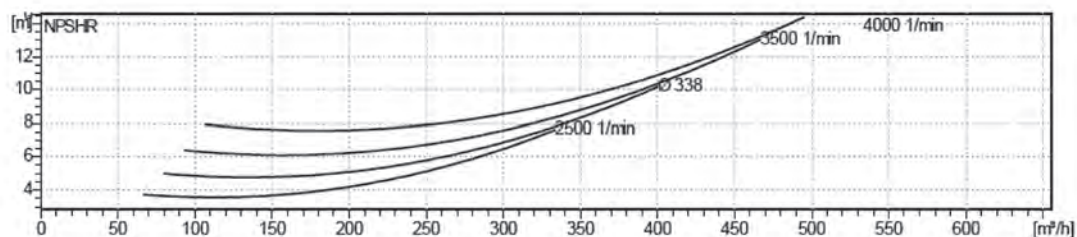
lub

$$NPSH_{av} / NPSH_r > 1. \quad (1b)$$

Spełnienie tego warunku pozwala uniknąć kawitacji rozwiniętej, lecz nie gwarantuje uniknięcia kawitacji początkowej. Kawitacja rozwinięta objawia się charakterystycznymi efektami dźwiękowymi oraz spadkiem parametrów pompy; jest zatem dość łatwa do wykrycia. Jeśli jednak ciśnienie na wlocie do pompy zbliży się do ciśnienia wrzenia, to przed wystąpieniem w pełni rozwiniętej kawitacji pojawia się kawitacja początkowa, w której pęcherzyki pary powstają w mniejszej ilości. Ta faza kawitacji nie daje jeszcze wyraźnych i łatwych do stwierdzenia objawów, lecz powoduje już uszkodzenia pomp i z tego powodu jest groźna, gdyż może przez dłuższy czas pozostawać niezauważona. Dowody wskazujące na to, że spełnienie formalnego warunku (1a) lub (1b) nie gwarantuje jeszcze całkowitego wyeliminowania kawitacji można znaleźć m.in. w monografii [2], w której zamieszczono wykres jak na rysunku 7.



Rys. 7. Wpływ nadwyżki antykawitacyjnej na długość okresu międzyremontowego



Rys. 8. Wymagana nadwyżka antykawitacyjna w funkcji wydajności i prędkości obrotowej (przykład dla konkretnego typu pompy)

Na osi poziomej występuje wartość $NPSH_{av}/NPSH_r$, natomiast na osi pionowej stosunek okresu pomiędzy remontami do standardowego okresu wynoszącego 6 lat. Jak widać, dopiero, jeśli $NPSH_{av}/NPSH_r$ ma wartość rzędu 4 okres międzyremontowy osiąga oczekiwaną długość. Formalne spełnienie warunku (1b) przy wartości nieznacznie przewyższającej 1 powoduje, że okres pomiędzy remontami skraca się w przybliżeniu o połowę. Oznacza to, że formalne spełnienie warunku (1b) wystarcza dla uniknięcia rozwiniętej kawitacji, lecz nie eliminuje w pełni kawitacji początkowej, która powoduje już stopniowe uszkodzanie pompy.

Nie wystarcza zatem eliminacja kawitacji rozwiniętej objawiającej się charakterystycznymi efektami dźwiękowymi (trzaski) oraz spadkiem parametrów pompy, przez co jest ona stosunkowo łatwa do wykrycia. Konieczne jest zapobieganie kawitacji wstępnej, która nie wywołuje jeszcze na znaczną skalę wspomnianych efektów, więc jest trudniejsza do wykrycia, lecz powoduje już niszczenie pompy.

Obecność kawitacji początkowej można stwierdzić mierząc przyspieszenie drgań, ale jest to pomiar trudny do interpretacji, wymagający doświadczenia. Dostępne są obecnie urządzenia mierzące ultradźwięki, co pozwala na wykrycie kawitacji na wczesnym etapie. Metoda ta jest jednak stosunkowo nowa i nie jest jeszcze znormalizowana.

W celu zapobiegania uszkodzeniom pomp powodowanym przez kawitację zalecane jest stałe monitorowanie nadwyżki antykawitacyjnej ($NPSH_{av} > NPSH_r$), co wymaga pomiaru ciśnienia i temperatury oraz porównywania aktualnej wartości z charakterystyką pompy.

Monitorowanie nadwyżki antykawitacyjnej jest szczególnie ważne przy pracy ze zmienną prędkością obrotową, gdyż wtedy wymagane $NPSH_r$ jest funkcją wydajności i obrotów (przykładowo jak na rysunku 8). Łatwo zatem może dojść do sytuacji, w której przy niezminionej dostępnej nadwyżce $NPSH_{av}$ może się ona okazać zbyt bliska wymaganej przy aktualnych obrotach i wydajności.

Podsumowanie

- Standardowe metody diagnostyki pomp oparte na pomiarze drgań i temperatur pozwalają na wykrycie uszkodzeń na wczesnym etapie.
- Monitorowanie i analiza parametrów hydraulicznych pozwala na stwierdzenie ryzyka uszkodzeń przed ich wystąpieniem.
- Zalecany, szczególnie w przypadku pomp dużej mocy, jest monitoring sprawności energetycznej.
- W celu uniknięcia kawitacji rekomendowane jest monitorowanie warunków na ssaniu, a zwłaszcza nadwyżki antykawitacyjnej.
- Wskazany jest udział producentów pomp w procesie projektowania systemów diagnostyki i monitoringu.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Norma ISO 10816-7. Drgania mechaniczne – Ocena drgań maszyny na podstawie pomiarów na częściach nie wirujących. Część 7 – Pompy wirowe do zastosowań przemysłowych z uwzględnieniem pomiarów na watach wirujących.
- [2] Bloch H., Budris A., *Pump User's Handbook*, Life Extension, 2014.

Informatyczne środowisko testowe do cyfrowego modelowania procesów towarzyszących eksploatacji bloków energetycznych

IT test environment for digital modeling of processes accompanying the operation of power units

Praca wielu zespołów – realizujących jednocześnie złożone, pracochłonne projekty – wykorzystujących wielkie zbiory danych oraz zaawansowane metody ich przetwarzania wymaga stworzenia dla wszystkich uczestników bezpiecznego i komfortowego środowiska pracy. Środowisko takie powinno zapewniać zarówno pracę indywidualną, jak również wspólną nad jednocześnie realizowanymi projektami, zwłaszcza takimi, dla których ważny jest efekt synergii. Duża część z wykonywanych obecnie projektów wymaga dostępu do dużej ilości danych i informacji zapisanych w różnorodnych formatach oraz możliwości ich przetwarzania z zastosowaniem różnych środowisk, umożliwiających zarówno ich wygodne i szybkie przeglądanie, jak również modelowanie i symulację procesów oraz testowanie ich skutków. To podstawowe wymaganie i nasze oczekiwania skłoniły nas zaprojektowania i realizacji Informatycznego Środowiska Testowego (IŚT). Środowisku IŚT zapewniliśmy bardzo wysoki poziom bezpieczeństwa, zarówno od strony programowej jak i sprzętowej – firewalle, WAF, IPS oraz prawnej.

Geneza Informatycznego Środowiska Testowego

Powstanie Informatycznego Środowiska Testowego stało się dla nas koniecznością w pewnym okresie pracy nad kilkoma projektami, w tym zwłaszcza integrującymi dane procesowe z wielu bloków i urządzeń energetycznych. Wykonujemy je korzystając z własnych oraz dostępnych na rynku rozwiązań, pozwalających na przetwarzanie dużych zbiorów danych procesowych oraz informacji zarchiwizowanych jak również generowanych w trybie on-line, w tym także interaktywnie. Prace te najczęściej wykonywane są w trybie rozproszonym z pomocą

wielu specjalistów własnych jak również partnerów zewnętrznych. Zadania takie wymagają integracji w środowisku, w którym niezależnie od zastosowanych metod i programów narzędziowych trzeba zademonstrować efekt pracy własnej i zespołowej. Stworzone w *Pro Novum* Informatyczne Środowisko Testowe zapewnia takie możliwości.

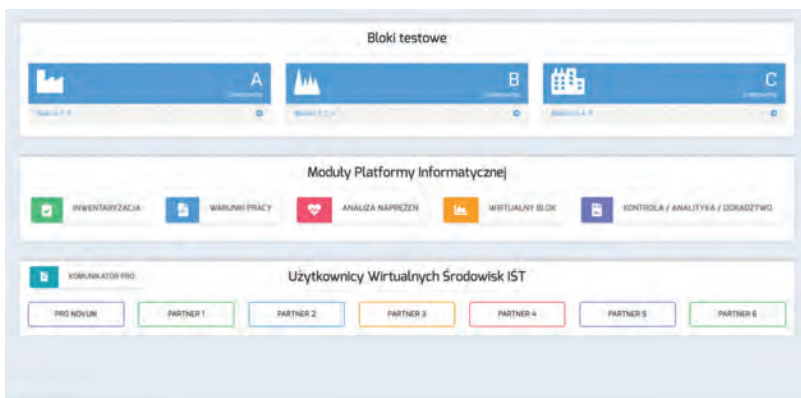
Umożliwia:

- archiwizowanie dużych zbiorów danych procesowych,
- archiwizowanie dokumentów,
- bezpieczną komunikację z systemami (GCS,ERP, etc.) naszych Klientów,
- digitalizację obiektów,
- przeglądanie danych i informacji jw., a zwłaszcza prezentację dowolnych procesów zapisanych w zarchiwizowanych plikach,
- modelowanie procesów z wykorzystaniem różnych programów narzędziowych,
- symulowanie wybranych procesów z modyfikacją ich fragmentów oraz prognozą ich skutków.

W największym stopniu powstanie IŚT wymusiły na nas potrzeby:

- analizy pracy regulacyjnej bloków energetycznych, zwłaszcza towarzyszących im stanów niestacjonarnych,
- modelowania i symulacji procesów poza zakresem zarejestrowanej pracy urządzeń,
- modelowania i symulacji naprężeń i ich skutków,
- testowania powstałych rozwiązań i ich praktycznej przydatności.
- wygodnej i bezpiecznej komunikacji pomiędzy specjalistami *Pro Novum* i naszymi partnerami.

Interfejs główny do IŚT przedstawiono na rysunku 1.



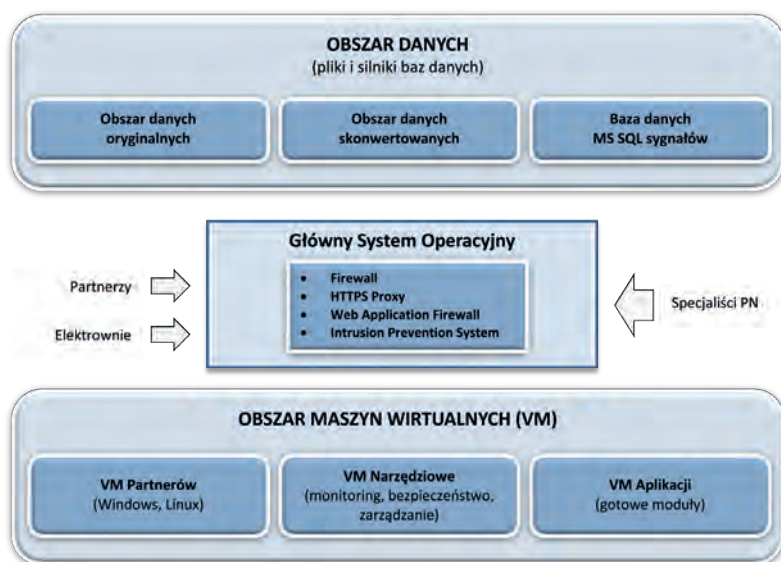
Rys. 1. Interfejs główny Informatycznego Środowiska Testowego

Architektura Informatycznego Środowiska Testowego

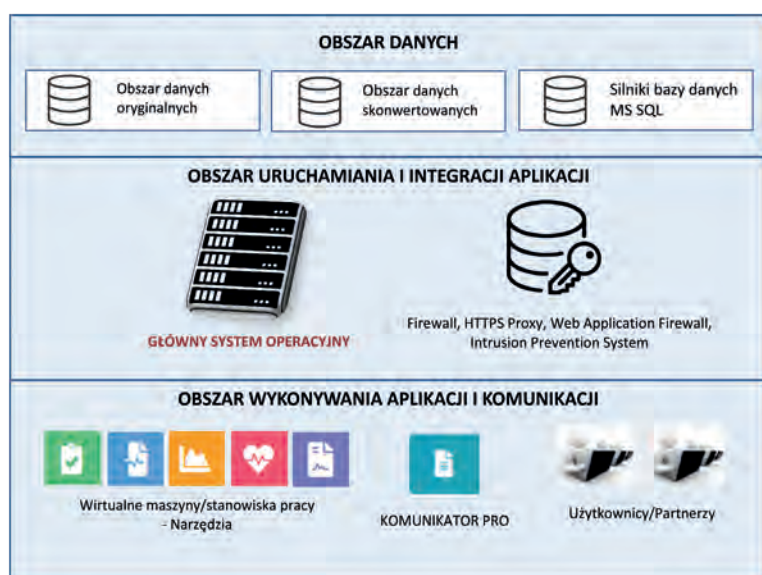
W IŚT *Pro Novum* można wyróżnić trzy obszary przedstawione na rysunku 2.

W obszarze archiwum danych i informacji znajdują się zarówno plikowe i jak i bazodanowe zbiory danych z rozróżnieniem na dane oryginalne i skonwertowane do różnych wymagań partnerów realizujących poszczególne zadania. Dane te to głównie zapisy czasowe historii i warunków pracy urządzeń i elementów. Dostęp do danych i informacji realizowany jest poprzez główny system operacyjny, który umożliwia instalację maszyn wirtualnych. Stwarza to możliwość utworzenia środowiska pracy z systemami operacyjnymi Windows, Linux oraz wymaganych dla konkretnych zadań oprogramowaniem. Do dyspozycji jest także obszar gotowych, zintegrowanych aplikacji/narzędzi, takich jak: komunikator, inwentaryzacja wiedzy o obiekcie, analiza warunków pracy, odtwarzanie procesów, modelowanie, symulacje.

a)



b)



Rys. 2. Architektura Informatycznego Środowiska Testowego

Bezpieczeństwo

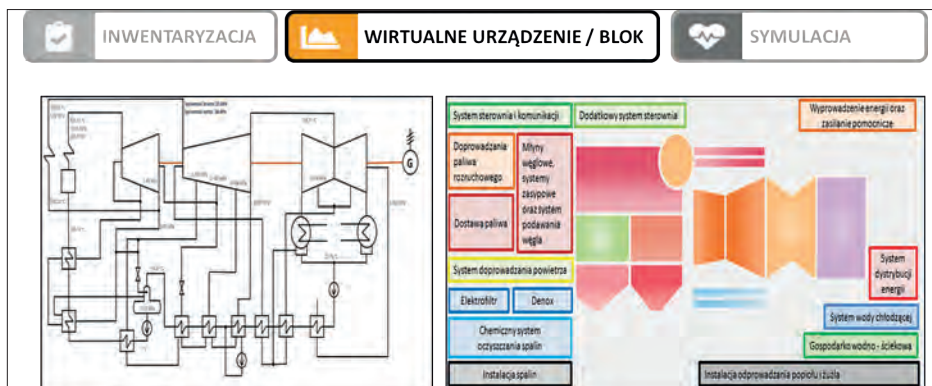
Bezpieczeństwo IŚT posiada najwyższy priorytet, spełnione są wszystkie wymagania naszych klientów oraz partnerów jak również wewnętrzne procedury bezpieczeństwa infrastruktury informatycznej *Pro Novum*. Spełnione są także wszystkie powszechnie stosowane standardy bezpieczeństwa wraz z odpowiednim zabezpieczeniem prawnym w stosunku do wszystkich użytkowników IŚT.

Zabezpieczenia IŚT realizowane są zarówno programowo jak i sprzętowo – firewalle, WAF, IPS. Każda sesja zdalnych Użytkowników jest monitorowana w sposób ciągły wraz z ograniczeniem możliwości pobierania danych na zewnątrz środowiska (w tym operacje typu transfer plików, kopiowanie przez schowek itp.). Dodatkowo zastosowano selektywne udostępnianie podzbiorów danych procesowych do prac, wyłącznie wewnątrz środowiska, bez możliwości transferu na zewnątrz. Ponadto separacja środowisk pracy różnych użytkowników/wykonawców umożliwia ich dostęp tylko do wydzielonych, własnych środowisk oraz wydzielonych podzbiorów danych.

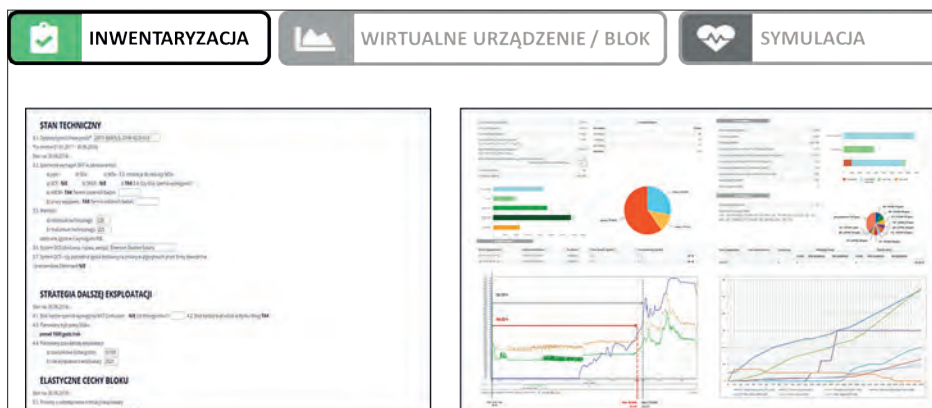
Wybrane przykłady pracy w IŚT

Po zdefiniowaniu obiektu i celu zadania w IŚT obiekt zostaje zamodelowany/zdigitalizowany. Powstaje jego cyfrowy odpowiednik/bliźniak. W zależności od rodzaju zadania można zamodelować: blok energetyczny, jedno z głównych urządzeń bloku, węzeł konstrukcyjny

Rys. 3. Przykład wirtualnego obiektu i przebiegającego w nim procesu



Rys. 4. Informacje i dane związane z wirtualnym obiektem



Rys. 5. Analiza procesu eksploatacyjnego wirtualnego obiektu



czy poszczególne elementy urządzenia. IŚT umożliwia także zamodelowanie procesu(-ów) towarzyszących eksploatacji obiektów (rys. 3). Z tak zaimplementowanym, wirtualnym obiektem wiążą się zarchiwizowane dane procesowe oraz informacje i dokumenty. Analizie podlegają historia pracy obiektu oraz warunki pracy (rys. 4).

Analiza procesów

IŚT umożliwia użytkownikom analizę procesów eksploatacji towarzyszących wirtualnemu obiektowi (rys. 5) zarówno w trybie *off-line* jak i *on-line*. Wykorzystuje się w tym celu przede wszystkim autorsko przygotowane aplikacje niż gotowe oprogramowanie. Takie analizy wykorzystuje się do pozyskania wiedzy niezbędnej do dalszych etapów prac.

Modelowanie i symulacja

Odtworzenie procesów jw. zachodzących w urządzeniu to zadanie wymagające użycia niejednokrotnie wielu narzędzi. Rzetelne odwzorowanie procesów bloku energetycznego to zadanie trudne. Jeszcze trudniejsze wydaje się modelowanie parametrów, których fizycznie się nie rejestruje. Okazuje się jednak, że wykorzystując odpowiednie narzędzia tego rodzaju zadanie jest wykonalne, a weryfikację takiego modelowania można przeprowadzić po montażu (w sprzyjającym czasie) odpowiednich urządzeń pomiarowych na obiekcie.

Zmieniające się wymagania w stosunku do warunków pracy urządzeń energetycznych pociągają za sobą konieczność rozpoznania skutków takich zmian. Oczywiście można by było takie skutki zauważyć przeprowadzając odpowiednie testy na fizycznym obiekcie. Nie ma jednak pewności czy wszystkie



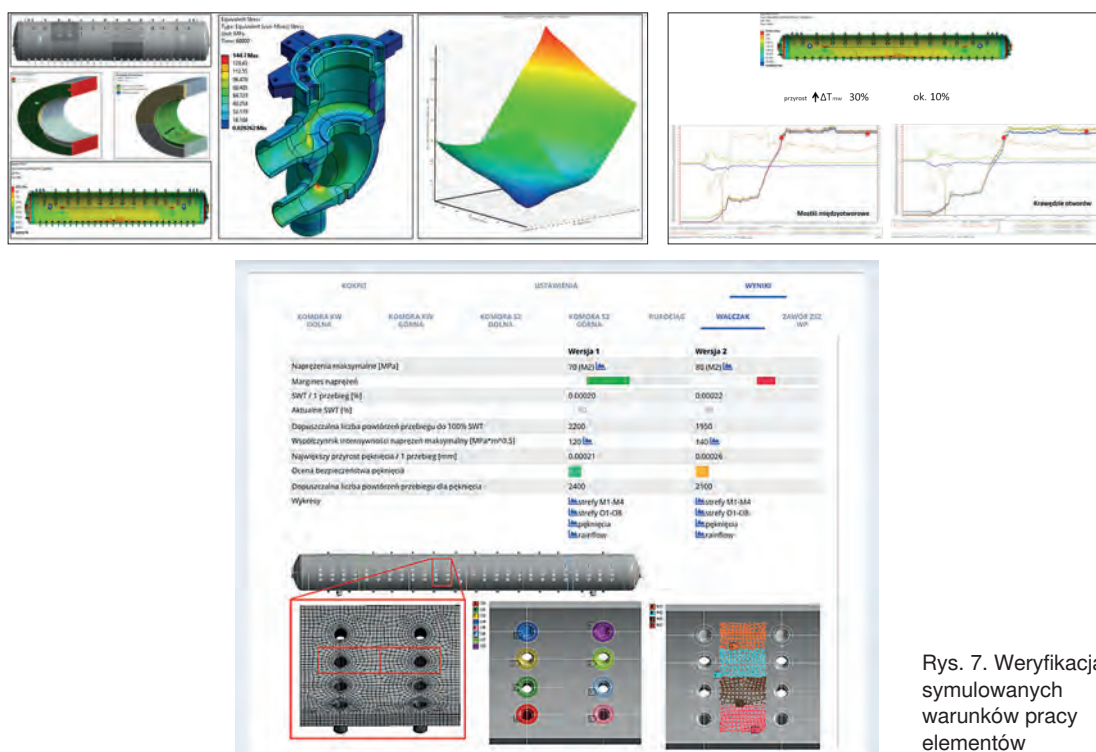
Rys. 6. Modelowanie oraz symulacja procesu

negatywne skutki (bezpieczeństwo/koszty) zmian warunków pracy dałoby się przewidzieć. Można jednak takie zmiany symulować i choć w części zidentyfikować, a następnie oszacować ewentualne zagrożenia dla bezpieczeństwa eksploatacji obiektu.

Symulację zmian warunków pracy można przeprowadzać zarówno w kontekście całego procesu, jak i w kontekście trwałości poszczególnych elementów (rys. 6). Symulacja zmian ogólnych warunków pracy obiektu może pociągać za sobą zmianę lokalnych warunków pracy elementów. Wykorzystanie narzędzi do analizy wpływu symulowanych warunków pracy na stan naprężeń/amplitud naprężeń elementów krytycznych bloku energetycznego daje możliwość oszacowania stanu technicznego takich elementów, a także stopnia wyczerpania ich trwałości, a ostatecznie optymalnego wykorzystania zapasu ich trwałości (rys. 7).

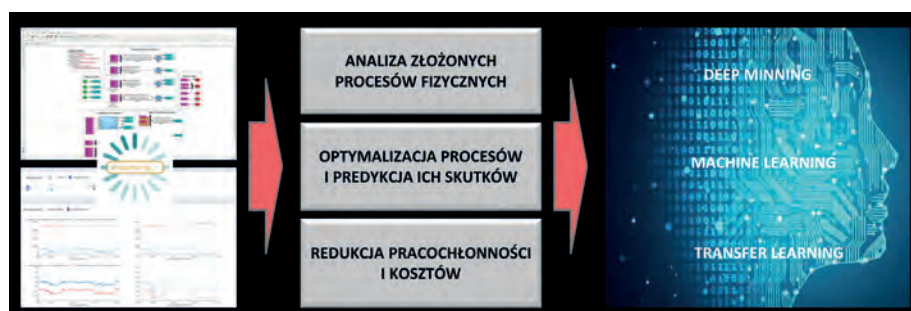
Miejsce dla metod AI

We wspomnianych powyżej analizie procesów, modelowaniu i symulowaniu wykorzystano podejście tzw. algorytmiczne, co często oznacza, że stworzenie odpowiednich narzędzi do analizy danych to zadanie skomplikowane, czasochłonne i wymagające dodatkowego oprogramowania. Naturalnym uzupełnieniem takiego podejścia wydaje się być sięgnięcie po narzędzia wykorzystujące sztuczną



Rys. 7. Weryfikacja symulowanych warunków pracy elementów

Rys. 8. Uzupelnienie analiz o narzedzia AI



inteligencję w zakresie np. Big Data i/lub Data Mining (rys. 8). Nowoczesne algorytmy sztucznej inteligencji, w szczególności głębokie sieci neuronowe (DNN), umożliwiają na podstawie historycznych i bieżących danych sensorowych i procesowych metamodelowanie procesów technologicznych, a także identyfikację korelacji/zależności pomiędzy danymi procesowymi.

Podsumowanie

Cyfrowa wirtualizacja urządzeń energetycznych może być źródłem wielu korzyści, począwszy od zapewnienia komfortowej pracy wielu zespołów realizujących jednocześnie złożone, pracochłonne projekty wykorzystujące wielkie zbiory danych.

Wykorzystanie innowacyjnych rozwiązań wymagających dużych możliwości przetwarzania danych i informacji oraz stosowania różnych środowisk do modelowania oraz symulacji procesów towarzyszących eksploatacji bloku energetycznego i ich skutków – to dodatkowe atuty tego inteligentnego ekosystemu. Należy więc podkreślić, że Informatyczne Środowisko Testowe zapewnia bezpieczne i komfortowe warunki pracy, w zdalnym trybie, dla wielu wykonawców, stwarzając warunki do sprawnego zarządzania ich realizacją i redukcji kosztów. Im bardziej złożony i innowacyjny projekt, tym większe korzyści z wykorzystania IŚT.

Ewa Zbroińska-Szczuchura, Kamil Staszatek, Krzysztof Brunné, Adrian Sobczyszyn
Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” Sp. z o.o.

Przykłady uszkodzeń rur powierzchni ogrzewalnych, charakterystyczne dla obecnych warunków eksploatacji kotłów

Characteristic damages of heating surfaces tubes for current boiler operating conditions

Powierzchnie ogrzewalne pracują w trudnych warunkach intensywnej wymiany ciepła, w otoczeniu agresywnego środowiska. I chociaż już na etapie projektu ten charakter pracy jest uwzględniany, to praktyka eksploatacyjna pokazuje, że nie wszystko można przewidzieć. W konsekwencji błędy konstrukcyjne i eksploatacyjne w obrębie powierzchni ogrzewalnych kotła negatywnie wpływają na jego dyspozycyjność, a co z tym idzie, na jego wynik finansowy. Jednak jakby tego było mało, te i tak już trudne warunki pracy podlegają często pogorszeniu wskutek nowych wymagań stawianych m.in. kotłom. Można powiedzieć,

że do pogorszenia, a na pewno do zmiany, warunków pracy powierzchni ogrzewalnych prowadzą:

- zmiana jakości i rodzaju paliwa w stosunku do założeń projektowych,
- zastosowanie nowych reżimów chemicznych,
- modernizacje polegające np. na wprowadzeniu palników niskoemisyjnych (spalanie węgla w komorze paleniskowej w obszarze podstechiometrycznym) i/lub zmianie gatunków stali (zastąpienie stali ferrytycznych stalami austenitycznymi/martensytycznymi),

- rozwiązania w zakresie jednostek całkowicie spalających biomasę,
- praca regulacyjna z dużą liczbą uruchomień/odstawień oraz szybszymi uruchomieniami z różnych stanów cieplnych,
- liczne i coraz dłuższe postoje prowadzące do wzrostu ryzyka korozji postojowej.

Najważniejsze z powyższych to już dobrze znane wyzwania wynikające z wymagań środowiskowych oraz stosunkowo nowe kwestie związane z pracą regulacyjną bloków.

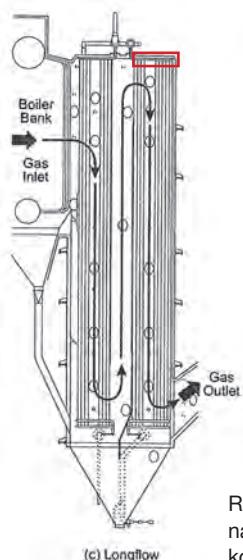
Spalanie biomasy i współspalanie węgla z biomasą zostało wymuszone przez wymogi ochrony środowiska oraz korzyści finansowe z tytułu spalania ekologicznego paliwa. Ograniczenie emisji szkodliwych substancji poprzez wprowadzenie nowych paliw wiąże się jednak z negatywnymi skutkami dla powierzchni ogrzewalnych, wynikającymi m.in. z warunków spalania oraz składu tych paliw.

Praca regulacyjna (niższe minimum techniczne, szybkie i częste uruchomienia z różnych stanów oraz szybsze niż dotychczas podjazdy mocy) to wyzwania dla większości elementów krytycznych kotła i tych wpływających na dyspozycyjność. W zasadzie wszystkie powierzchnie ogrzewalne mogą odczuć negatywne skutki zmiany trybu pracy bloków, a w konsekwencji, w największym stopniu, kotłów.

Przedstawione powyżej zmiany skutkują przede wszystkim obniżeniem trwałości oraz wzrostem awaryjności powodowanej głównie procesami zmęczeniowymi, korozyjnymi, ale również korozyjno-erozyjnymi, które to procesy wynikają bezpośrednio z warunków termicznych, chemicznych jak i mechanicznych. W przypadku kotłów długo eksploatowanych warunki pracy powierzchni ogrzewalnych są istotnie inne niż to przewidzieli ich projektanci.

Podgrzewacz wody – przykład 1

W nowych projektach nie zawsze są poprawnie przeanalizowane warunki pracy powierzchni ogrzewalnych. Pierwszym przykładem, gdzie drgania węzownic były przyczyną uszkodzeń, mogą być nieszczelności (pęknięcia) występujące na podgrzewaczu wody kotła odzysknicowego o dwustopniowym przepływie spalin (rys. 1). Uszkodzenia, w postaci nieszczelności, występowały tylko po prawej stronie podgrzewacza na spoinach łączących kolektory z węzownicami w osi spoiny równoległej do głównej osi kolektora (rys. 2). Pęknięcia miały początek na powierzchni wewnętrznej na spoinie z nieakceptowaną (według normy) wadą spawalniczą. Uznano, że owa wada wykonania spoiny nie była przyczyną nieszczelności, gdyż w dodatkowych badaniach endoskopowych wykryto takie same wady spawalnicze na całej długości podgrzewacza i nie



rys. 1. Obszar wystąpienia uszkodzeń na podgrzewaczu wody kotła odzysknicowego

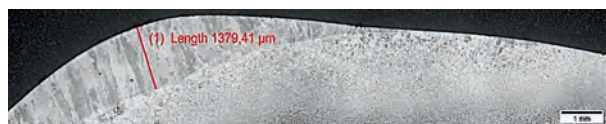
stwierdzono dodatkowych nieszczelności. Uszkodzenia (pęknięcia) powstawały i rozwijały się tylko w jednej części podgrzewacza na skutek działania naprężeń o małej amplitudzie (drgania), wywołanych warunkami pracy nieprzewidzianymi przez konstruktora. Zmęczenie wysokocyklowe (amplituda naprężeń $\Delta\sigma > 2R_{et}$) występuje, gdy element poddawany jest licznym drganiom (przy jakich uszkodzeniom ulegają łopatki turbin), a w przypadku podgrzewacza wody mogą to być drgania spowodowane wirami Karmana lub niestabilnością przepływu spalin w prawej części podgrzewacza, jak i samymi własnościami areoelastycznymi konstrukcji podgrzewacza wody.



Rys. 2. Pęknięcie spoiny łączącej węzownicę z kolektorem

Rury ekranowe – przykład 1

Problemy z nadmiernym ubytkiem ścianek rur ekranowych, szczególnie w kotłach fluidalnych, mają związek z mechanicznym niszczeniem przez cząstki stałe zawarte w złożu (abrazja). W pewnym przypadku jako ochronę niszczenia zastosowano warstwę ochronną napawaną na powierzchni rur ekranowych. Prawdłowo nałożona napoina ściśle przylegała do podłoża (rys. 3), a jej twardość, w odniesieniu do materiału rodzimego, była prawidłowa (dopuszcza się różnicę 50% wartości w stosunku do materiału rodzimego). Jak się okazało, odporność warstwy ochronnej nie była dostateczna, w wyniku czego nastąpił intensywny ubytek napoiny oraz materiału rury (rys. 4). Przedstawione rozwiązanie w przypadku intensywnie zachodzącego procesu abrazyj nie zdało egzaminu.



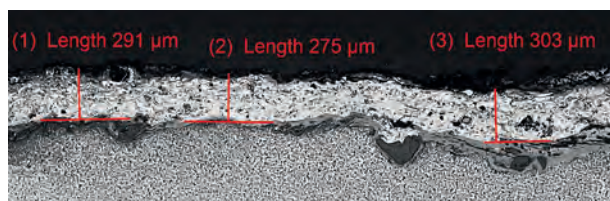
Rys. 3. Warstwa napoiny na powierzchni rury



Rys. 4. Abrazyjne ubytki ścianki w wyniku abrazyj

Dla miejsc o intensywnym procesie niszczenia bardziej skuteczne jest zastosowanie powłok ochronnych nanoszonych plazmowo. Powłoki te odznaczają się znacznie wyższą odpornością na erozyjne zużycie powierzchni zewnętrznej rur ekranowych, co znacznie przedłuża ich bezawaryjną eksploatację. Nakładanie powłok ochronnych u producenta jest najlepszym rozwiązaniem, lecz bardziej kosztownym.

Bardzo często w kotłach współpalających biomasę stosowane jest natryskiwanie cieplne, które gwarantuje szybkie wykończenie powłok ochronnych oraz regenerację ścianki rur bezpośrednio na obiekcie. Metody natryskiwania cieplnego nie posiadają istotnych ograniczeń co do składu powłoki i podłoża, ale pojawia się problem przygotowania powierzchni eksploatowanych rur do nałożenia warstwy ochronnej. Nieodpowiednie przygotowanie powierzchni może decydować o braku skutecznej długotrwałej ochrony rur kotłowych przed ubytkiem erozyjnym. Przykład uszkodzeń rur ekranowych w wyniku nieodpowiedniego przygotowania powierzchni pod warstwę ochronną pokazano na rysunku 5. Wydaje się, że w przypadku powłok nakładanych w warunkach przemysłowych (bezpośrednio w kotle), czynnikiem będącym niejednokrotnie ważniejszym niż metoda natryskiwania czy rodzaj powłoki jest właściwe przygotowanie powierzchni rur.



Rys. 5. Stan powierzchni rury kotłowej pod natrykiwaną powłoką ochronną

Rury ekranowe – przykład 2

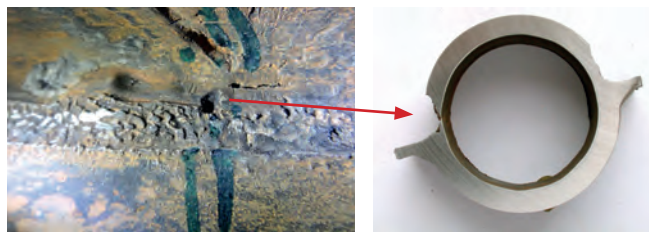
Modernizacja kotła OP-230 pod kątem obniżenia NO_x polegała na modyfikacji II etapu redukcji tlenków azotu przez wprowadzenie w obszar komory spalania dysz reagenta (SNCR) rozmieszczonych na wszystkich czterech ścianach. Po okresie czterech miesięcy pracy nastąpiły kolejno po sobie uszkodzenia korozyjne rur ekranowych w obszarze zamontowanych na przewale dysz podających reagent (mocznik). Przyczyną bezpośrednią uszkodzeń rur ekranowych była korozja wywołana obecnością wodorosiarczanu amonu i kwasu siarkowego. Przyczyną pośrednią tego typu uszkodzeń jest głównie uwalnianie reagenta poza prawidłowym oknem temperaturowym, co jest bardzo istotne w SNCR. Jeżeli proces jest zaburzony (niewłaściwe okno temperaturowe), w celu osiągnięcia wymaganych emisji NO_x za kotłem następuje zwiększenie stężenia reagenta, co pociąga za sobą konieczność zwiększenia strumienia wody procesowej, a to skutkuje zwiększonym podciśnieniem w strumieniu zasilającym za dyszą. Prowadzi to do powstawania wirów wstecznych, wyhamowania strumienia odparowanego mocznika, amoniaku i spalin zawierających agresywne składniki (wodorosiarczan amonu i kwas siarkowy) i ich kondensację na rurach ekranowych (rys. 6).



Rys. 6. Uszkodzenia korozyjne rury ekranowej

Rury ekranowe – przykład 3

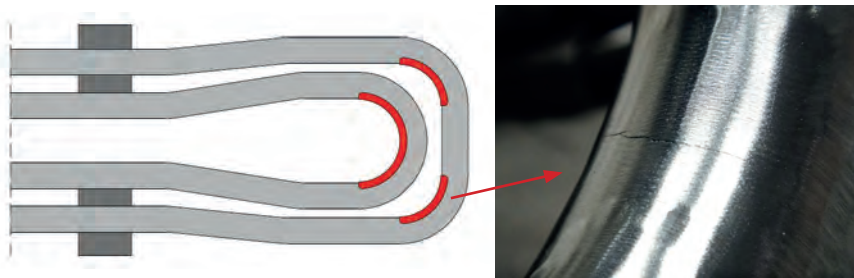
Kocioł węglowy OP-140 przystosowano do spalania 100% biomasy. Po roku eksploatacji wystąpiła nieszczelność na rurze ekranowej, 300 mm poniżej otworu pod dyszę systemu tzw. kondycjonowania spalin (do spalin dyszą podaje się siarczan amonu i mocznik). Bezpośrednią przyczyną nieszczelności rury było niszczenie metalu na skutek erozyjno-korozyjnego działania agresywnych związków powstałych w czasie spalania biomasy, natomiast przyczyną pośrednią były lokalne warunki (okolica dyszy) sprzyjające powstawaniu i przyklejaniu się chropowatych żużli, agresywnych w stosunku do tlenkowej warstwy ochronnej – szczególnie w miejscu styku rury z pletwą (rys. 7). Przy spalaniu biomasy (w paliwie może być ponad 30% potasu) i w okolicy otworów do kondycjonowania paliwa (dozowanie siarczanu amonu lub mocznika), na rurach ekranowych mogą powstawać osady składające się z mieszaniny związków potasu o niskiej temperaturze topnienia (tzw. eutektyki), sprzyjające korozyjnemu chemicznemu rozpuszczaniu metalu oraz erozyjnemu niszczeniu warstwy ochronnej. W przypadku spalania biomasy związkami KOH i NaOH przypisuje się większe działanie korozyjne niż chlorkom lub siarczanom.



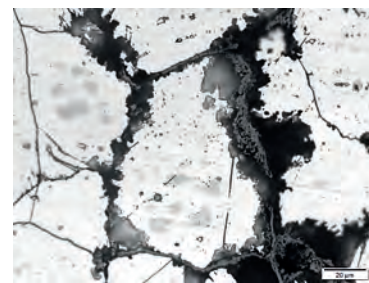
Rys. 7. Nieszczelność rury ekranowej w wyniku powstawania eutektyk

Przegrzewacze pary – przykład 1

Kolejny przykład awarii zanotowano przy modernizacji kotła typu CFB przeznaczonego do spalania mieszaniny biomasy. Na poziomym przegrzewaczu umieszczonym w ciągu konwekcyjnym zmieniono gatunek materiału i zastosowano węzownice wykonane ze stali austenitycznej. Zmiana gatunku materiału miała na celu zapobiegnięcie korozji wysokotemperaturowej. W czasie pracy kotła nastąpiło współdziałanie kilku, nieprzewidzianych przez projektanta czynników, tj. cyklicznych naprężeń rozciągających (konstrukcja przegrzewacza), wysokiej temperatury oraz niedotrzymanie założonej jakości spalanej biomasy (duży udział związków chloru). Po stosunkowo krótkim czasie eksploatacji (nieprzekraczającym 25 000 godzin) spowodowało to pęknięcie węzownic w strefach ściskanych kolan (rys. 8). Analiza temperatury spalin w rejonie przegrzewacza (drugi ciąg kotła) wykazała, że w okolicy węzownic temperatura spalin przekraczała 900°C . Przy zmianie gatunku materiału nie uwzględniono tego, że stale austenityczne są wrażliwe na korozję międzykrystaliczną (wysoka temperatura), jak również na korozję naprężeniową, której warunkiem koniecznym jest równoczesne działanie naprężeń rozciągających i środowiska korozyjnego, przyspieszającego proces (rys. 9).



Rys. 8. Obszary występowania pęknięć i przykładowe pęknięcie



Rys. 9. Korozja międzykryształiczna (stal austenityczna)

Przegrzewacze pary – przykład 2

Celem modernizacji kotła OP-140 była, między innymi, poprawa parametrów ruchowych, tj. obniżenie emisji gazowych składników spalin i zwiększenie sprawności kotła przy jednoczesnym dotrzymaniu jego parametrów koncesyjnych. Kocioł przed modernizacją posiadał dwa stopnie przegrzewu, natomiast obecnie przegrzewacz pary ma trzy stopnie. Końcowy stopień przegrzewu stanowią węzownice zabudowane w międzyciągu kotła w układzie szeregowym, przeciwpłdowym. Uszkodzenia wystąpiły na rurach pierwszego rzędu od strony napływu spalin w miejscu przejścia węzownic przez strop (rys. 10). Awarie miały miejsce w okresie pierwszych czterech lat eksploatacji (projektowy czas bezawaryjnej pracy węzownic to 130 000 godzin, czyli blisko 20 lat).

Przyczynami uszkodzeń były drgania pionowych rur przegrzewacza, które jako pierwsze w płacie narażone są na powstanie drgań rezonansowych wzbudzanych przepływającymi spalinami w kanale międzyciągu. Utrzymanie parametrów kontraktowych (w tym wydajności) przy zwiększonej liczbie grodzi przegrzewacza pary drugiego stopnia i tworzeniu się szlaki w początkowym okresie eksploatacji mogło powodować tworzenie się kanałów zwiększających prędkość przepływu spalin w międzyciągu, co nie zostało przewidziane przez konstruktora. Doświadczenia wskazują, że zjawisko generowania drgań węzownic w ciągu konwekcyjnym występuje przy zwiększeniu prędkości przepływu spalin, a najsilniejsze wibracje powstają w pierwszym rzędzie rur. Sposób przeciwdziałania drganiom rur pierwszych pęczków polega

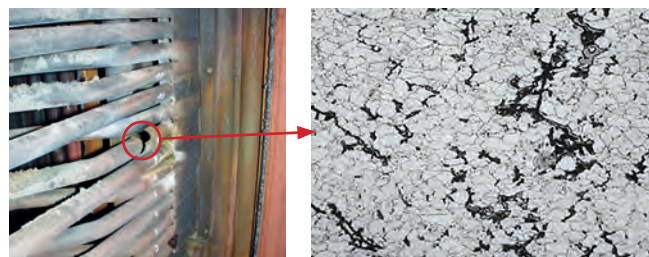
na ich usztywnieniu przez np. utwierdzenie poprzeczne grodzi lub zabudowaniu rur o większej grubości ścianki (różna częstotliwość drgań własnych).



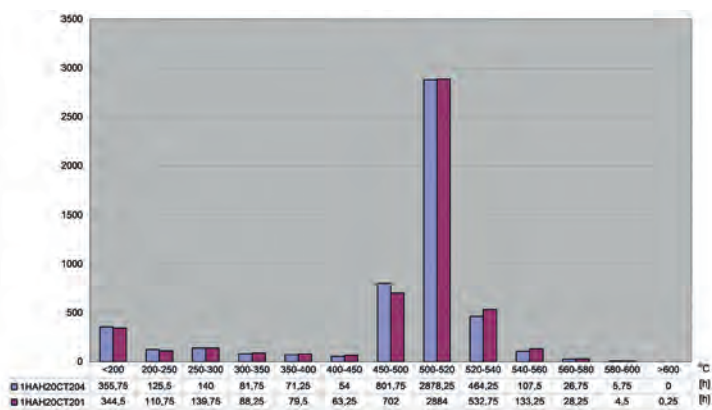
Rys. 10. Perforacja węzownicy przegrzewacza w miejscu przejścia przez strop

Przegrzewacze pary – przykład 3

Po przepracowaniu przez kocioł OFz-425 ok. 20 000 godzin nastąpiło uszkodzenie rury nawrotnej przegrzewacza grodziowego pary świeżej RH2 (rys. 11). Już w początkowym okresie eksploatacji, jak i w późniejszym, odnotowano, niejednokrotnie, nadmiernie wysokie (powyżej 600°C) temperatury czynnika na wylocie z przegrzewacza (rys. 12). Bezpośrednią przyczyną uszkodzeń rur nawrotnych (znajdujących się poza komorą paleniskową) była praca metalu w temperaturach przekraczających wielkości dopuszczalne i obliczeniowe dla gatunku przewidzianego w projekcie. Nie wyklucza się, że pośrednią przyczyną występowania tak wysokich temperatur metalu mogły być zbyt częste uruchomienia kotła oraz, co potwierdziły podjęte działania (wycięcie trzech dolnych segmentów grodzi), zbyt rozbudowana powierzchnia przegrzewacza nieprzystosowana do niejednorodnych warunków cieplnych w komorze paleniskowej. Przegrzewacz nie został fabrycznie wyposażony w punkty pomiaru temperatury metalu na wlocie i wylocie z segmentów; czujniki temperatur zabudowano dopiero po zaistniałej awarii, a rejestrowane on-line temperatury metalu pozwalały na właściwą kontrolę tak, aby temperatury nie przekraczały wartości obliczeniowych.



Rys. 11. Uszkodzenie rury nawrotnej przegrzewacza – mikropęknięcia petzaniowe w mikrostrukturze



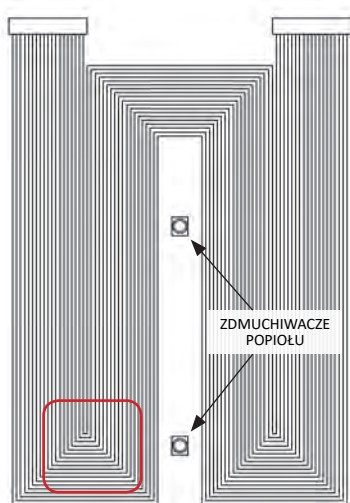
Rys. 12. Wykres czasu trwania poszczególnych temperatur czynnika

Przegrzewacze pary – przykład 4

W kotle BFB-110 miała miejsce awaria węzownic przegrzewacza grodziowego. Prezentowany kocioł został przerobiony z kotła na spalanie pyłu węglowego (typ OP-140) w celu spalania fluidyzacyjnego. W trakcie konwersji przegrzewacze pary kotła OP-140 nie podlegały zmianom konstrukcyjnym. Awarie (erozyjne pocienienie ścianki rury – rys. 13) miały miejsce w części środkowej grodzi w pobliżu parowego zdmuchiwacza popiołu (rys. 14), którego rejestrowane ciśnienie przekraczało dopuszczalne (projektowe). Ciśnienie zdmuchiwania zostało zmierzone i wyregulowane po wystąpieniu nieszczelności węzownicy i w okresie ostatnich lat nie zanotowano awarii tego typu.



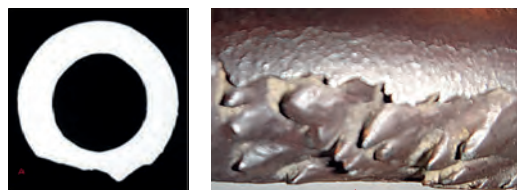
Rys. 13. Uszkodzenie erozyjne węzownicy przegrzewacza grodziowego



Rys. 14. Rejon awarii węzownic przegrzewacza grodziowego

Przegrzewacze pary – przykład 5

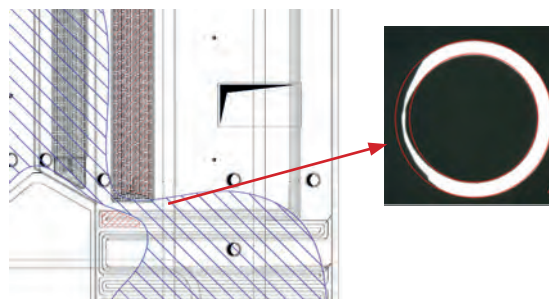
Podobny przypadek erozyjnego uszkodzenia ścianek węzownic odnotowano na węzownicach oplotu grodzi przegrzewacza kotła fluidalnego w rejonie parowego zdmuchiwacza popiołu (rys. 15). Analiza pracy kotła (ok. 5000 godzin i kilkanaście uruchomień) nie pozwoliła jednoznacznie wykazać, czy podczas pracy zdmuchiwaczy dla każdego obciążenia kotła warunek zasilania instalacji parą przegrzaną był spełniony, ponieważ nie prowadzono rejestru temperatury pary używanej do zasilania zdmuchiwaczy, a jedynie rejestr temperatury na odwodnieniach instalacji zdmuchiwacza. Na odwodnieniach odnotowano natomiast temperatury niższe od temperatury nasycenia. Znaczy to, że przy ciągłej cyrkulacji instalacji w układzie znajdowała się para mokra, co nie powinno mieć miejsca.



Rys. 15. Ubytek erozyjny ścianki rury

Przegrzewacze pary – przykład 6

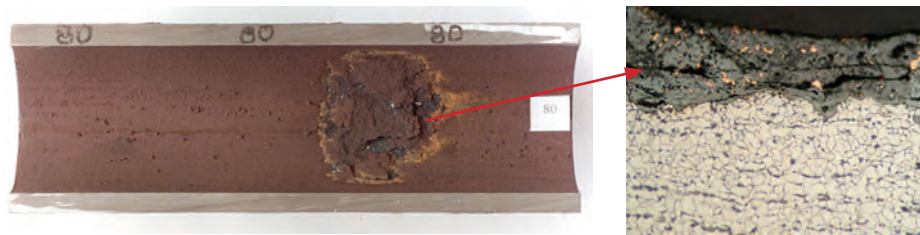
Spalanie do 40% wagowego udziału biomasy w kotle typu OP-380 spowodowało zanieczyszczenie powierzchni zewnętrznej rur przegrzewaczy, skutkujące w skrajnych przypadkach całkowitym ograniczeniem przepływu spalin i tworzeniem się kanałów, w których znaczne prędkości spalin powodowały erozyjne uszkodzenia węzownic (rys. 16).



Rys. 16. Przepływ głównego strumienia spalin przy dużym zanieczyszczeniu węzownic

Inne problemy eksploatacyjne

Jeżeli eksploatacji kotłów towarzyszą zaburzenia w procesach odparowania (zmiany ciśnień i wydajności), powodujące niszczenie warstwek ochronnych na wewnętrznych powierzchniach rur, to w przypadku niemożliwości zmiany cieplnych warunków pracy kotła, korozję od strony czynnika ograniczyć mogą tylko odpowiednio dobrane i dotrzymywane własności chemiczne wody. Woda kotłowa powinna pełnić funkcję czynnika antykorozyjnego oraz umożliwiać odtwarzanie warstwek ochronnych, zawierać środki pasywujące oraz posiadać odpowiedni odczyn pH. Powinna również pełnić funkcję bufora w przypadku zanieczyszczenia solami wody zasilającej. Dlatego też sposób korekcji i dopuszczalne parametry reżimu chemicznego powinny być indywidualnie dostosowane do warunków pracy urządzeń i monitorowane, ponieważ właśnie tu można zauważyć pierwsze symptomy awarii powierzchni ogrzewalnych.



Rys. 17. Wżer prowadzący do perforacji ścianki – widoczna miedź w osadach z pow. wewnętrznej

Z doświadczeń *Pro Novum*, opartych na analizie parametrów fizykochemicznych czynnika rejestrowanych on-line oraz na wynikach badań diagnostycznych elementów urządzeń bloków energetycznych, wynika, że faktycznymi skutkami stosowania np. reżimu aminowego w obiegach wodno-parowych bloków, po kilku lub kilkunastu latach eksploatacji, są np. procesy korozyjne rur kotłowych w wyniku dużej emisji zanieczyszczeń do wody kotłowej z układu kondensacji i zasilania (korozja podosadowa – rys. 17) oraz słaba ochrona (lub jej brak) wewnętrznych powierzchni rur ekranowych przed solami, które przedostają się do kotła w wyniku nieszczelności układu kondensacji.

Analiza awaryjności powierzchni ogrzewalnych – pakiet LM Awaryjność PRO

Aby uniknąć sytuacji, w których z zaistniałych awarii nie płynie żadna wiedza lub ta wiedza jest niewystarczająca, należy zadbać o zebranie możliwie jak największej ilości danych dotyczących zdarzenia. Pakiet LM Awaryjność PRO to część systemu LM System PRO, który w sposób funkcjonalny pozwala organizować wiedzę o awariach powierzchni ogrzewalnych, a następnie poddawać ją analizie.

Do istotnych danych zaliczamy:

- datę i miejsce wystąpienia awarii,
- dane ewidencyjne obiektu, który uległ awarii,
- bezpośrednie i pośrednie przyczyny awarii,
- stopień ograniczenia (wyeliminowanie) przyczyn(y) pośredniej awarii,
- sposób naprawy,
- koszty usunięcia awarii oraz wartość utraty produkcji,
- dokumenty związane z usuwaniem awarii.

Wiedza płynąca ze zdarzeń awaryjnych wymaga rzetelnej i kompleksowej organizacji, dzięki której możliwa jest ocena skutków, a przede wszystkim określenie przyczyn. Statystyczna analiza wyników pozwala wyznaczyć tendencje zarówno w małej skali (jeden kocioł), jak i w dużej (kilka lub kilkanaście kotłów), a następnie skutecznie zlikwidować lub zmniejszyć prawdopodobieństwo wystąpienia awarii. Nowoczesna technologia, dostępna dziś w każdej elektrowni, jest idealną płaszczyzną do zbierania i analizowania informacji oraz przekształcania jej w użyteczną wiedzę.

Podsumowanie

Awarie w większości przypadków są konsekwencją nałożenia się kilku niekorzystnych czynników lub procesów oddziałujących na urządzenie lub element w danym czasie. Problemy powierzchni ogrzewalnych kotłów pracujących w trybach nieprzewidzianych przez konstruktorów wynikają ze złożoności procesów mechaniczno-termiczno-chemicznych w nowych warunkach oraz idących za nimi błędów eksploatacyjnych. Określanie przyczyn takich awarii wymaga więc wielopoziomowej analizy. Dlatego też – przy wzrastających wymaganiach w zakresie bezawaryjnej pracy kotłów energetycznych i ich dyspozycyjności – szczególnie pomocne jest przetwarzanie informacji on-line, mogących identyfikować zagrożenia dla powierzchni wymiany ciepła, stanowiących najbardziej awaryjny element urządzenia.

Można i powinno się to realizować poprzez nadzór oraz integrowanie wiedzy (retrospekcja, zapisy on-line parametrów, statystyka uszkodzeń, wyniki badań diagnostycznych) ze wskaźnikami ekonomicznymi i szacowaniem ryzyka. Przykładem wspierającym nadzór diagnostyczny jest platforma informatyczna LM System PRO[®]. System generuje wiedzę w postaci raportów zawierających najważniejsze informacje diagnostyczne dotyczące stanu technicznego powierzchni ogrzewalnych kotła.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Trzecznyński J., Stanek R., *Zarządzanie utrzymaniem stanu technicznego kotłów na podstawie analizy ryzyka*. „Dozór Techniczny” 2013, nr 6, s. 136-141.
- [2] Trzecznyński J., Stanek R., *Analiza awaryjności elementów krytycznych bloków 200 MW jako ważny element metodyki prognozowania trwałości*. „Energetyka” 2013, nr 6, s. 505-508.