

## XV Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe **DIAGNOSTYKA I REMONTY URZĄDZEŃ CIEPLNO-MECHANICZNYCH ELEKTROWNI** – Diagnostyka i zapobieganie nieszczelnościom rur 02-04.10.2013, Ustroń

W dniach 2-4 października br. odbyło się w Ustroniu XV Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe: „Diagnostyka i Remonty Urządzeń Ciepłno-Mechanicznych Elektrowni – Diagnostyka i zapobieganie nieszczelnościom rur, organizowane przez Pro Novum Sp. z o.o.

Tematyka Sympozjum obejmowała:

- badania i oceny stanu technicznego rur powierzchni ogrzewalnych kotłów,
- zapobieganie nieszczelnościom rur powierzchni ogrzewalnych,
- wpływ modernizacji kotłów na stan krytyczny powierzchni ogrzewalnych,
- analiza ryzyka jako wsparcie diagnostyki powierzchni ogrzewalnych kotłów,
- planowanie remontów powierzchni ogrzewalnych kotłów,
- przedłużanie eksploatacji i retrofity długo eksploatowanych bloków,
- innowacyjne metody badań i oceny stanu technicznego urządzeń energetycznych.

Redakcja „Dozoru Technicznego” sprawowała patronat medialny nad tym, XV Jubileuszowym Sympozjum, w wyniku którego w bieżącym zeszycie zamieszczamy wybrane referaty tego Sympozjum, poprzedzone wstępem Prezesa Zarządu Pro Novum Spółka z o.o., dr inż. Jerzego Trzeszczyńskiego.

**Redakcja**

### 15 Sympozjów Pro Novum Sp. z o.o.

#### Szanowni Państwo

Wybierając tematykę XV Sympozjum kierowaliśmy się kilkoma przesłankami, które wydają się nam najbardziej aktualne dla polskiej energetyki. Wśród nich na szczególną uwagę zasługuje scentralizowane zarządzanie utrzymaniem stanu technicznego urządzeń połączone z optymalizacją nakładów i zapewnieniem oczekiwanej, wysokiej dyspozycyjności. Nic lepiej nie pasuje do takich rozważań niż diagnostyka powierzchni ogrzewalnych kotłów. Dyspozycyjność bloków energetycznych w największym stopniu zależy od dyspozycyjności kotła, a ta z kolei jest uwarunkowana stanem technicznym rur powierzchni ogrzewalnych. Niezawodność pracy

powierzchni ogrzewalnych zależy w pierwszym rzędzie od sprawnego zarządzania dużą liczbą informacji dotyczących wyników badań i pomiarów ciepłno-mechanicznych i chemicznych warunków pracy oraz informacji remontowych. Zarządzanie nimi sprawia często problem w obrębie pojedynczej elektrowni. Jak zapanować nad nimi przy scentralizowanym zarządzaniu grupą elektrowni? Jak powiązać z tym analizę ekonomiczną nie ograniczając się do prostego sumowania kosztów remontowych, lecz uwzględniając także straty produkcji, wiążąc je z konkretnymi problemami tj. planując budżet nie na abstrakcyjny remont, ale na rozwiązanie konkretnych problemów.

Często można spotkać się z opinią, że najpewniejszym sposobem zapobiegania awariom są odpowiednio częste wymiany rur. To całkowicie błędny pogląd. To najbardziej kosztowne próby ograniczenia awaryjności bez rozpoznania ich przyczyn. To zastępowanie diagnostyki remontem.

Diagnostyka powierzchni ogrzewalnych kotłów ma swoją specyfikację, zarządzanie dużą liczbą informacji i wiedzą w trybie online przy scentralizowanym planowaniu maintenance'u, bez odpowiednich narzędzi, jest nierealne.



Fot. 1. Jerzy Dobosiewicz, Jerzy Trzeszczyński, Pro Novum Sp. z o.o.



Fot. 2. Widok sali obrad



Fot. 3. Wystawa towarzysząca XV Sympozjum

Tegoroczne Sympozjum to już 15-ta jego edycja. Z tego względu nadaliśmy mu bardziej odświętną, jubileuszową formę oraz wydaliśmy 3-tomowy zbiór referatów specjalistów Pro Novum (fot. 4) i pamiątkowy folder (fot. 5).

Patrząc na tematy kolejnych edycji Sympozjum, listy referatów oraz tematykę poruszaną podczas kolejnych Forów Dyskusyjnych można zauważyć, że układają się one w zapis historii polskiej energetyki na przestrzeni ostatnich piętnastu lat zarejestrowany z perspektywy diagnostyki. Jeśli diagnostykę traktować nie tylko jako źródło informacji, ale przede wszystkim wiedzy o stanie technicznym i perspektywie bezpiecznej eksploatacji urządzeń energetycznych to można spróbować wykorzystać ją do refleksji nad tym, co działo i dzieje się nadal w polskiej energetyce. Takiemu podejściu sprzyjać może to, że tematykę kolejnych Sympozjów ustalaliśmy kierując się ich aktualnością a referaty wygłaszali specjaliści, praktycy o powszechnie akceptowanym autorytecie, w tym przedstawiciele UDT. Wielkim zaszczytem dla nas jest fakt, że od 2005 roku patronat nad naszymi Sympozjami sprawuje Prezes Urzędu Dozoru Technicznego, co niewątpliwie wpływa na ich poziom, rangę oraz prestiż w środowisku energetycznym. Z ramienia Urzędu Dozoru Technicznego w Sympozjach brali aktywny udział: Jerzy Dutkiewicz, Jan Tunk, Gracjan Wiśniewski, Marek Barnaś i Sylwester Brzuska.

Gdy rozpoczynaliśmy organizację pierwszego Sympozjum w 1999 roku wyraźnie, już wtedy dawało się zauważyć, że kończy się nie tylko poprzedni wiek, ale także kolejna epoka polskiej ener-

getyki. Okręgi energetyczne odeszły do historii, samodzielne elektrownie, w indywidualny sposób, podchodziły do strategii utrzymania majątku produkcyjnego. Nie zawsze takie podejście zasługiwało na określenie „strategia”. Większość go modernizowała próbując w największym stopniu spełnić wymagania Unii Europejskiej, do której wyraźnie zmierzaliśmy nie do końca rozumiejąc skutki akcesji w obszarze energetyki. Chyba do dzisiaj jeszcze wielu z nas nie uświadamia sobie tego, że po akcesji staliśmy się fragmentem europejskiego rynku energii zarządzanego przez prawo unijne, które jak każde prawo ustalają najsilniejsi, w tym zwłaszcza wytwórcy urządzeń i technologii energetycznych.

Pierwszy etap modernizacji polskich elektrowni, podjęty w latach 90-tych ubiegłego wieku dotyczył w głównej mierze bloków 200 MW i 120 MW i koncentrował się na redukcji emisji pyłów oraz  $SO_x$  i  $NO_x$  oraz podwyższeniu sprawności części niskoprężnych turbin. Przy okazji wymieniono układy sterowania pracą głównych urządzeń bloków. Modernizacje urządzeń ciepłno-mechanicznych pokazały, już wtedy, że modernizowanie długoeksploatowanych urządzeń może mieć nie tylko swoją cenę bezpośrednią, ale także dodatkową w postaci problemów eksploatacyjnych i remontowych. Upraszczając, można stwierdzić, że poprawiając konstrukcję w zakresie sprawności można pogorszyć jej trwałość. Modernizując kocioł, w kierunku obniżenia jego emisji, można pogorszyć trwałość jego powierzchni grzewalnych. Mankament ten jak i inne problemy można usunąć lub zredukować, co jednak kosztuje.

Sytuacja opisana wyżej rodzi nadal, szereg problemów w zakresie wykonywania profesjonalnej diagnostyki. Systemów diagnostycznych jest więcej niż elektrowni w grupie a nawet niż urządzeń w elektrowni. Czy stanowi to problem dla polskiej energetyki? Tak, bo w diagnostyce jest znacznie mniej systemów optymalnych niż liczba elektrowni w Polsce. Zwłaszcza jednak, dlatego, że diagnostyka to nie tylko badania, to także wiedza wynikająca z badań elementów wycofanych z eksploatacji oraz analiz awaryjności. Modernizacje wg przeróżnych standardów, badania według różnych metodyk sprawiły, że wyniki są trudno porównywalne lub w ogóle niemożliwe.

Na naszych Sympozjach prowadziliśmy wiele, moderowanych przez specjalistów Pro Novum, polemik odnośnie sensu i skutków różnych, „innowacyjnych” metod badawczych. Podczas kolejnych Sympozjów prezentowano wiele metod, zdaniem autorów innowacyjnych, znacznie rzadsze były wystąpienia dotyczące oryginalnej interpretacji wyników a zwłaszcza wyjaśniania problemów, z którymi borykamy się w diagnostyce i remontach od wielu lat.



Fot. 4.





Fot. 5.

Pro Novum, jako Organizator Sympozjów, a jednocześnie firma diagnostyczna o ponad 26-cio letnich doświadczeniach, jeśli nie uwzględniać prawie 50-cio letnich doświadczeń zawodowych jej najwybitniejszych specjalistów, na każdym Sympozjum broń Diagnosticski, jako dziedziny wiedzy technicznej, a nie tylko źródła informacji. Od prawie 10-ciu lat staramy się, niezależnie od tematyki corocznych Sympozjów wskazywać zarówno na potrzeby standardów technicznych, zwłaszcza przy przedłużaniu czasu pracy bloków i urządzeń energetycznych, jak również odpowiedniej jej organizacji.

Przez kilka ostatnich Sympozjów prezentowaliśmy opracowane przez Pro Novum przy współudziale specjalistów z wydziałów zarządzania majątkiem elektrowni „Wytyczne przedłużania eksploatacji do 350 tyś. godzin urządzeń ciepłno-mechanicznych elek-

troni wyposażonych w bloki 200 MW”. Współpracowaliśmy przy opracowywaniu tego dokumentu z Urzędem Dozoru Technicznego. Niektóre elektrownie wdrożyły go do praktycznego stosowania. Szkoda, że nie wszystkie, bo na razie brak opublikowanych, kompletnych propozycji innych tego rodzaju propozycji. Od trzech lat trwają remonty modernizacyjno-odtworzeniowe bloków 200 MW, za niecałe trzy lata powinny się skończyć.

Podczas naszych Sympozjów niewiele mówiliśmy o diagnostyce urządzeń na nowych blokach energetycznych. To da się prosto wytłumaczyć. Takich urządzeń jest stosunkowo niewiele, część z nich jest jeszcze na gwarancji, niektóre z nich posiadają serwisy fabryczne. Niestety są to, i wygląda na to, że nie ulegnie to zmianie, pojedyncze konstrukcje zawierające, każda z nich, inne, prototypowe rozwiązania techniczne monitorowane przez na ogół niedostępne dla użytkownika systemy kontrolno-rejestrująco-analityczne. Kreowanie użytecznej wiedzy o stanie technicznym takich urządzeń, alternatywnej w stosunku do tej, jaką dysponują dostawcy, to spore wyzwanie dla inwestorów.

Energetyka w Polsce jest dziś w takiej sytuacji, że tematyka kolejnych Sympozjów, aby była aktualna, musi być ustalana nie wcześniej niż pół roku przed inauguracją kolejnego z nich. W niektórych przypadkach i niektórych latach tempo zmian jest jeszcze szybsze. To groźne zwłaszcza dla budowania wiedzy i kompetencji technicznych. Od tego jak zostanie rozwiązany ten problem, a nie tempa budowy nowych bloków, będzie zależeć czy bezpieczeństwo energetyczne będziemy mieć przede wszystkim oparte na unijnej solidarności a ceny energii na poziomie akceptowalnym przez bardziej energochłonny przemysł i naszych obywateli, uwzględniając ich poziom dochodów. Myślę, że nie tylko w naszym interesie jest, aby w dziedzinie know-how być nie tylko klientem najbardziej technologicznie zaawansowanych państw UE, ale także ich partnerem.

**Dr inż. Jerzy Trzeszczyński**  
Prezes Zarządu Pro Novum Sp. z o.o.

**JERZY DOBOSIEWICZ,**  
**EWA ZBROIŃSKA-SZCZUCHURA**  
Pro Novum Spółka z o.o.

## Warunki poprawnej analizy przyczyn nieszczelności rur powierzchni ogrzewalnych kotłów

### Streszczenie

*W referacie omówiono warunki konieczne do prawidłowej identyfikacji przyczyn niszczenia rur powierzchni ogrzewalnych kotła. Pokazano powiązania objawów i przyczyn uszkodzeń z warunkami ich powstawania. W przykładach pokazano, że uszkodzenia rur kotłowych są zazwyczaj sygnałem innych problemów wynikających z: konstrukcji, eksploatacji, warunków chemicznych, działań remontowych, modernizacji czy diagnostyki. Problemy te stanowią korzenie wszystkich nieszczelności spotykanych w eksploatacji kotłów.*

### Wstęp

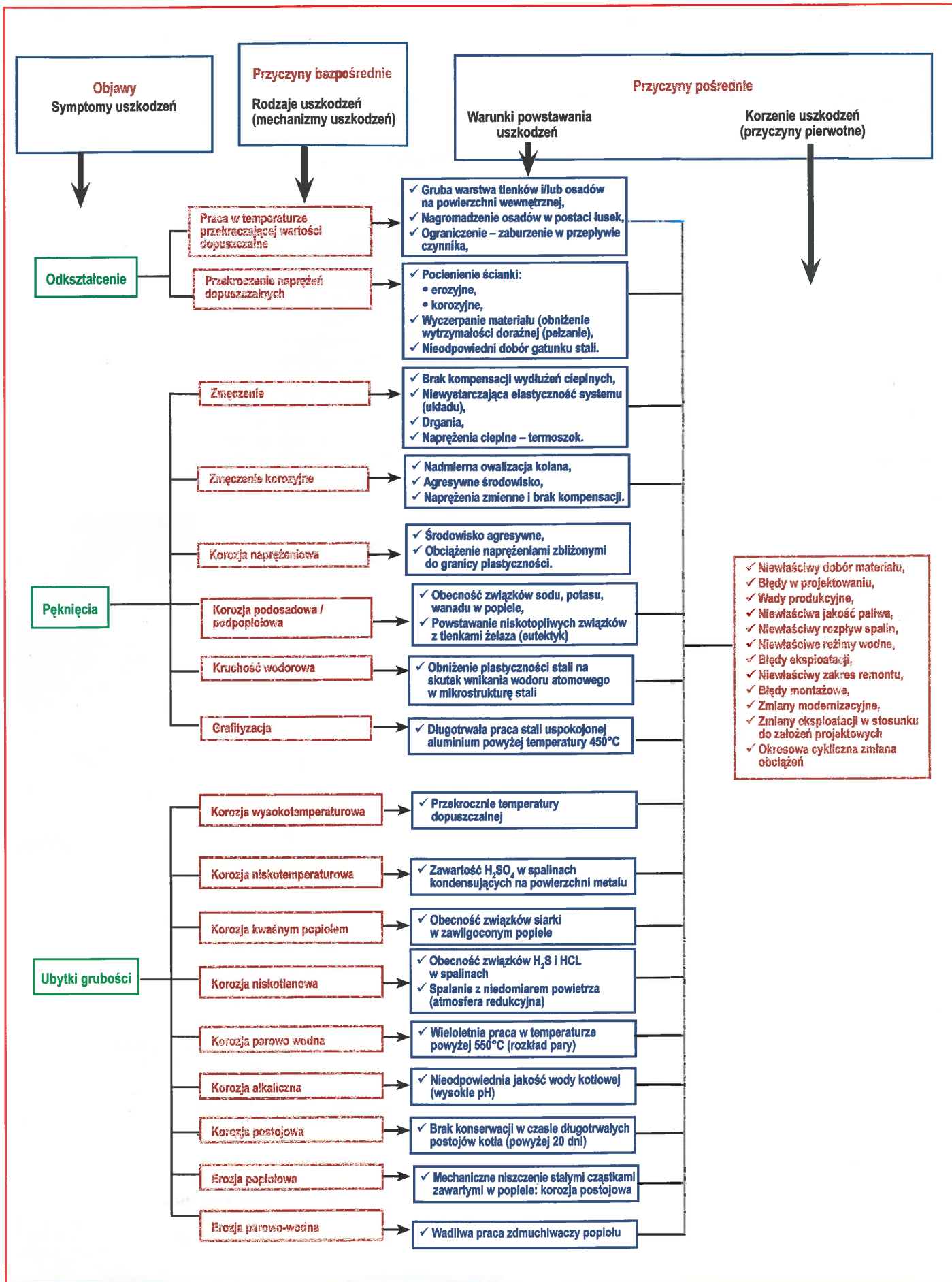
W miarę przybywania urządzeniom energetycznym lat pracy zmieniają się przyczyny i charakter uszkodzeń, jakim ulegają elementy powierzchni ogrzewalnych kotłów parowych [1]. Maleje liczba awarii prostych, spowodowanych wadami materiałowymi

czy montażowymi, wzrasta natomiast liczba uszkodzeń złożonych, których przyczyną są błędy konstrukcyjne, obliczeniowe oraz, odbiegające od założonych, warunki pracy kotła. Jak wiadomo elementy współczesnych urządzeń cieplnych, a więc i kotłów parowych, pracują w wyjątkowo trudnych warunkach. Działają na nie jednocześnie naprężenia (stałe i zmienne) oraz erozja i korozja. Niektóre z tych elementów ulegają, więc zużyciu (zniszczeniu) wcześniej niż wynikałoby to z obliczeń projektowych, które, nie zawsze, uwzględniają rzeczywiste warunki pracy a, szczególnie, naprężenia zmienne i agresywność środowiska.

### Analiza przyczyn nieszczelności rur.

Ustalanie przyczyn uszkodzeń powierzchni ogrzewalnych kotła polega na skojarzonej działalności diagnostycznej i rozpoznaniu:

- objawów uszkodzenia,
- rodzaju uszkodzenia (mechanizmu niszczenia metalu),



Rys. 1. Schemat przedstawiający powiązania przyczyn, warunków powstawania i korzeni uszkodzeń rur powierzchni ogrzewalnych kotła energetycznego [2,3].



- warunków sprzyjających powstawaniu uszkodzenia,
- pierwotnej przyczyny powstania (korzeni) problemu.

Dwie pierwsze czynności są, stosunkowo, łatwe do wykonania i polegają na: oględzinach miejsca awarii, badaniach makro i mikrostruktury, pomiarach geometrii rur, analizie składu chemicznego osadów, potwierdzeniu gatunku materiału t.j wykonania badań na wycinkach rur. Na podstawie tych czynności można ustalić bezpośrednią przyczynę. Ustalenie, natomiast okoliczności powstawania uszkodzeń i źródła powstania problemu (korzeni) wymaga bardziej skomplikowanej procedury m. innymi śledzenia i zapisywania danych dotyczących parametrów eksploatacji, retrospekcji (dotychczasowego sposobu eksploatacji kotła, przebiegu/rodzaju/miejsca wystąpienia awarii, badań diagnostycznych, wykonanych modernizacji i działań remontowych). Wymaga również gruntownej znajomości konstrukcji kotła i zastosowanych do budowy powierzchni ogrzewalnych gatunków stali.

W oparciu o analizę uzyskanych danych (badania niszczące i nieniszczące oraz odpowiednio rejestrowane parametry eksploatacyjne) ustala się przyczyny uszkodzenia oraz sposób postępowania z ocenianymi powierzchniami, a szczególnie rodzaj i sposób ewentualnej naprawy, zakres wymian lub zmianę warunków eksploatacji.

Ustalenie przyczyn uszkodzenia elementów powierzchni ogrzewalnych kotła, ze względu na ich skomplikowane warunki pracy, przysparza pracownikom eksploatacji wiele kłopotów. Jak wiadomo, podczas pracy w wysokich temperaturach, przy dużym wytężeniu, w metalu zachodzą różnego rodzaju procesy fizykochemiczne wywołujące degradację własności wytrzymałościowych. Większość uszkodzeń spowodowana jest ubytkiem grubości ścianki rur i, w konsekwencji, przekroczeniem naprężenia dopuszczalnego. Rodzaj mechanizmu, który powoduje bezpośrednie uszkodzenie rury, zależy od procesów i zjawisk fizykochemicznych działających bezpośrednio na metal.

Niszczenie metalu rur powoduje:

- przegrzanie materiału krótko i długotrwałe (pełzanie),
- zmęczenie (cieplne/korozyjne),
- korozja (naprężeniowa, niskotlenowa, podosadowa, nisko- i wysokotemperaturowa, zmęczeniowa, tlenowa, alkaliczna),
- kruchość wodorowa,
- erozja (parowa, wodna, spalinowa),
- kruchość wodorowa,
- grawitacja.

Korzenie (przyczyny pierwotne) niszczenia metalu rur kotłowych bardzo często związane są z niewłaściwymi rozwiązaniami konstrukcyjnymi lub niedociągnięciami w eksploatacji. Ustalenie czynników powodujących przyspieszone oddziaływanie procesów fizykochemicznych jest trudne i wymaga dokładnej znajomości konstrukcji, technologii wykonania oraz znajomości działań diagnostycznych – remontowych a, szczególnie, znajomości warunków eksploatacji kotła.

Na schemacie zamieszczonym na rys. 1 przedstawiono powiązanie objawów (symptomów) uszkodzeń, rodzaju działających mechanizmów niszczenia i warunków ich powstawania oraz, co jest najtrudniejsze, ale bardzo istotne, korzeni awarii powierzchni ogrzewalnych (przyczyn pierwotnych). Autorzy przyjęli zasadę, w myśl której przyczyną bezpośrednią uszkodzenia (pęknięcia) rury kotłowej jest proces niszczenia metalu, a przyczynę pośrednią stanowi współdziałanie warunków i korzeni.

Jak już wspomniano, powierzchnie ogrzewalne kotła pracują w wyjątkowo trudnych warunkach (temperatura, naprężenia zmienne/stałe, środowisko agresywne), przy dość prymitywnej konstrukcji urządzenia i bardzo uproszczonym systemie pomiarów kontrolnych, mających, w większości przypadków, na celu ułatwienie w prowadzeniu eksploatacji kotła a nie ustalenie rzeczywistych warunków pracy metalu rur kotłowych.

Biorąc pod uwagę powyższe, staje się jasnym, że diagnostyka materiałowa kotła, a szczególnie diagnostyka powierzchni

ogrzewalnych, przy poprawnej analizie nieszczelności rur powierzchni ogrzewalnych nie jest łatwa. Drastyczne warunki pracy metalu rur powodują, że elementy powierzchni ogrzewalnych ulegają częstym uszkodzeniom, co implikuje postoje związane z koniecznością wykonania naprawy i często przyczynia się do znacznych strat finansowych związanych z konsekwencjami niedostarczania energii.

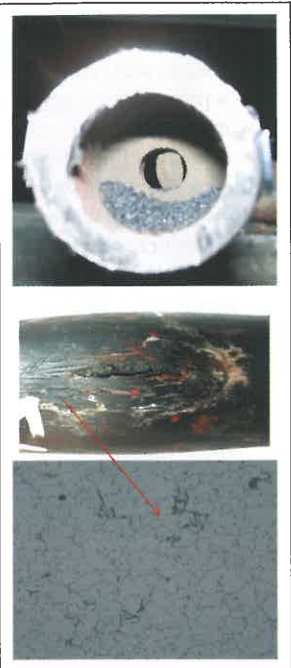

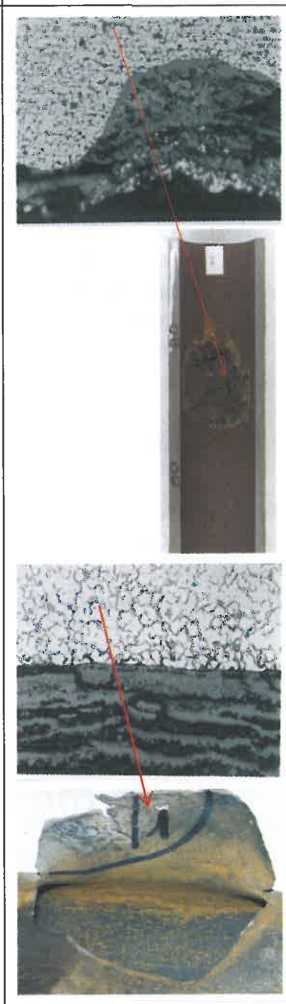
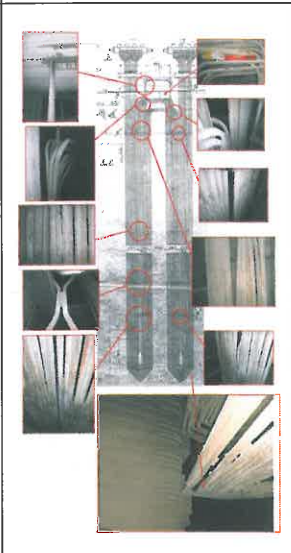
Ważne jest więc, właściwe, rozeznanie przyczyny uszkodzenia i, przede wszystkim, warunków, które je spowodowało. Dla użytkownika mniej istotna jest znajomość rodzaju mechanizmu uszkodzenia (przyczyna bezpośrednia) natomiast istotne jest określenie warunków, w których procesy te powstały (przyczyny pośrednie). Znając warunki powstawania uszkodzeń i przyczyny pierwotne (korzenie) można postawić właściwą diagnozę i prognozę a tym samym stosować w przyszłości środki profilaktyczne oraz wykonać właściwy zakres i sposób naprawy.

Ustalanie okoliczności, w jakich powstają procesy niszczące rury powierzchni ogrzewalnych jest dosyć skomplikowane gdyż wymaga wiedzy interdyscyplinarnej z pogranicza: mechaniki, chemii, termodynamiki, wytrzymałości, technologii produkcji, materiałoznawstwa, eksploatacji i konstrukcji kotłów.

W tabeli przedstawiono sposób podejścia do analizy przyczyn awarii stosowany w Pro Novum Sp. z o.o.

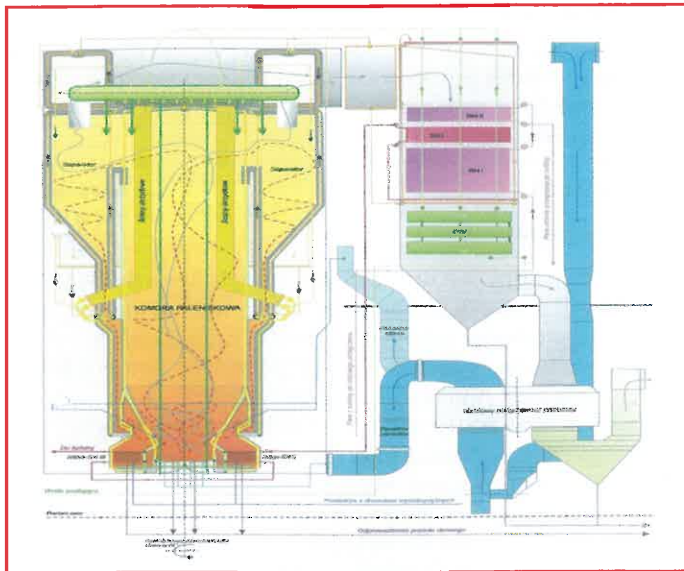
TABELA

<p><b>OBJAWY:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• pęknięcie na wskroś ścianki rury typu omega</li> </ul> <p><b>PRZYCZYNA BEZPOŚREDNIA:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• zmęczenie korozyjne</li> </ul> <p><b>PRZYCZYNY POŚREDNIE:</b></p> <p><b>WARUNKI POWSTANIA USZKODZENIA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• działanie zmiennych (dodatkowych) naprężeń (ograniczona możliwość kompensacji wydużeń cieplnych) w środowisku agresywnym para – woda</li> </ul> <p><b>KORZENIE (przyczyna pierwotna)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• przegrzewacz pary tworzą grodzie zespalanych w szczelny blok (sztywna konstrukcja),</li> <li>• montaż (usztywnienie paneli) może być niezgodny z założeniami projektowymi</li> <li>• niejednorodne warunki cieplne panujące w obszarze komory paleniskowej.</li> </ul>	 
<p><b>OBJAWY:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• nieszczelność na skutek pęknięcia wywołanego znacznym odkształcenia średnicy;</li> <li>• całkowicie zdegradowana mikrostruktura z odkształconym ziarnem i pustkami.</li> </ul> <p><b>PRZYCZYNA BEZPOŚREDNIA:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• przegrzanie krótkotrwałe</li> </ul> <p><b>PRZYCZYNY POŚREDNIE:</b></p> <p><b>WARUNKI POWSTANIA USZKODZENIA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• praca metalu w temperaturze znacznie przekraczającej temperaturę obliczeniową</li> </ul> <p><b>KORZENIE (przyczyny pierwotne)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• zmiana warunków spalania (palniki niskoemisyjne) w komorze paleniskowej</li> <li>• narażenie rury na bezpośrednie omywanie gorącym strumieniem spalin,</li> </ul>	 

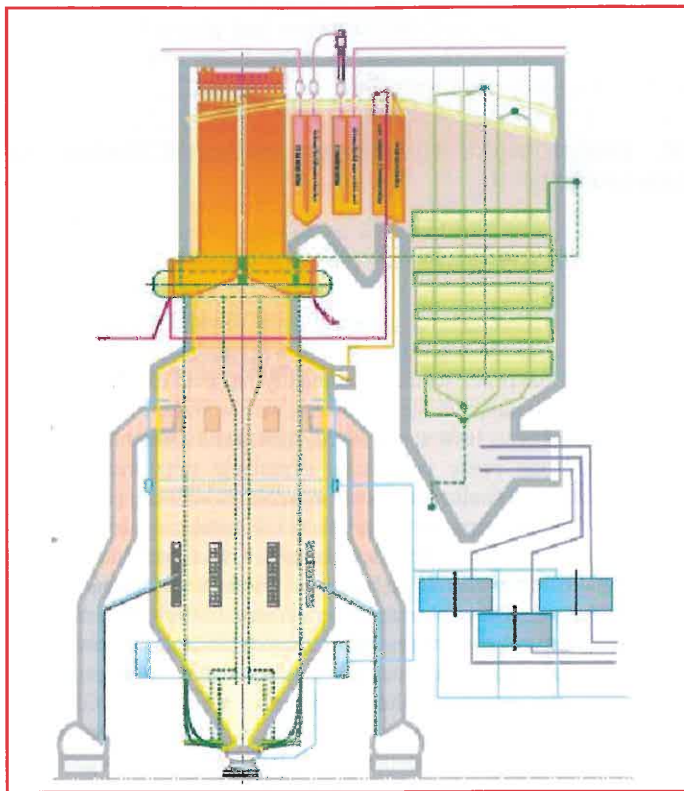
<p><b>OBJAWY :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• nieszczelność (pęknięcie ścianki) ,</li> <li>• nieznaczne odkształcenie średnicy,</li> <li>• równoległe pęknięcia w stosunku do pęknięcia głównego</li> <li>• całkowity rozpad mikrostruktury z mikropęknięciami</li> </ul> <p><b>PRZYCZYNA BEZPOŚREDNIA:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• przegrzanie długotrwałe</li> </ul> <p><b>PRZYCZYNY POŚREDNIE:</b></p> <p><b>WARUNKI POWSTANIA USZKODZENIA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• praca metalu w temperaturze znacznie przekraczającej temperaturę obliczeniową</li> <li>• ograniczony przepływ czynnika</li> </ul> <p><b>KORZENIE (przyczyny pierwotne)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• częściowe przysłonięcie otworu w kryzie na skutek błędów powstałych w trakcie procesu produkcyjnego (wykonawstwo)</li> </ul>		<p><b>KORZENIE (przyczyny pierwotne)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• brak kompensatorów wydłużenia (w pierwotnym projekcie przegrzewacza, na grodziach zabudowane były kompensatory i przewidziane szczeliny dylatacyjne)</li> <li>• w czasie remontu zabudowano dodatkowe szeregowanie (łączącego na sztywno dwa sąsiednie moduły w każdej pętli)</li> </ul>	
<p><b>OBJAWY:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• rozerwanie kruche, rury z części wlotowej przegrzewacza grodziowego, z rozwinięciem ścianki rury w okolicy spoiny rury</li> </ul> <p><b>PRZYCZYNA BEZPOŚREDNIA:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• grawityzacja</li> </ul> <p><b>PRZYCZYNY POŚREDNIE:</b></p> <p><b>WARUNKI POWSTANIA USZKODZENIA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• miejscowy spadek plastyczności stali 16M na skutek powstania kulek grafitu w mikrostrukturze rury</li> <li>• długotrwała praca w temperaturze &gt; 450 ° C tj. w zakresie możliwym dla grafityzacji</li> </ul> <p><b>KORZENIE (przyczyny pierwotne)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• stal uspokajana za pomocą Al (zwiększona podatnością na proces grawityzacji),</li> <li>• zmiany w założeniach projektowych /eksploatacyjnych co spowodowało wzrost temperatury spalin w kotłach z palnikami niskoemisyjnymi w rejonie tzw. przewału</li> </ul>		<p><b>OBJAWY:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• rozerwanie rury polegające na wypadnięciu całego fragmentu ścianki (tzw. „okienko”)</li> <li>• nie stwierdzono odkształcenia średnicy ani znacznego pocienienia brzegów ścianki w miejscu rozerwania .</li> </ul> <p><b>PRZYCZYNA BEZPOŚREDNIA:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• kruchość wodorowa</li> </ul> <p><b>PRZYCZYNY POŚREDNIE:</b></p> <p><b>WARUNKI POWSTANIA USZKODZENIA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• zaburzenie procesu odparowywania powodujące niszczenie warstewki ochronnej</li> <li>• obecność porowatych osadów inkrustowanych wolną miedzią,</li> <li>• obecność, na powierzchni wewnętrznej, rozległych wżerów wypełnionych osadami,</li> <li>• w mikrostrukturze pod wżerem występuje siatka międzykrystalicznych pęknięć.</li> <li>• brak możliwości odbudowania szczelnej warstewki ochronnej</li> </ul>	
<p><b>OBJAWY:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• nadmierne wydłużenie wężownicy i przechylenie części wylotowej przegrzewacza w kierunku przewału</li> <li>• odkształcenie odcinków prostych</li> <li>• kilka grodzi oparło się o garb przewału</li> <li>• nieszczelność rury w grodzi</li> </ul> <p><b>PRZYCZYNA BEZPOŚREDNIA:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• zmęczenie cieplne</li> </ul> <p><b>PRZYCZYNY POŚREDNIE:</b></p> <p><b>WARUNKI POWSTANIA USZKODZENIA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• brak możliwości swobodnego przemieszczania się modułów grodzi</li> <li>• dodatkowe naprężenia cieplne</li> <li>• przeszywnienie układu, polegające na wprowadzeniu dodatkowego szeregowania w połowie długości</li> </ul>		<p><b>KORZENIE (przyczyny pierwotne)</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• nadmierne zanieczyszczenie powierzchni wewnętrznej rur parownika osadami</li> <li>• korozja wykonanych ze stopów miedzi elementów obiegu zasilającego (eksploatacja)</li> <li>• niedobranie jakości wody kotłowej do ciepłych warunków pracy metalu.</li> <li>• praca kotła przy obciążeniu niższym od minimalnego zalecanego przez dostawcę kotła (np. poniżej 60% wydajności)</li> </ul>	<p><b>Podsumowanie</b></p> <p>W związku ze starzeniem się kotłów i modernizacjami powstają nowe problemy, które nie były uwzględniane przy ich projektowaniu, a szczególnie warunki eksploatacji, jak na przykład cykliczna praca kotła.</p> <p>Sposób eksploatacji, jak wskazują doświadczenia, ma istotny wpływ na liczbę i rodzaj powstałych uszkodzeń rur powierzchni ogrzewalnych; dotyczy to również nowo projektowanych i budowanych kotłów.</p> <p>Od sposobu eksploatacji zależą:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• warunki pracy elementów powierzchni ogrzewalnych,</li> <li>• zakresy badań profilaktycznych,</li> <li>• monitoring warunków pracy.</li> </ul> <p>Właściwa znajomość warunków pracy poszczególnych elementów jest podstawą do:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ustalenia przyczyn uszkodzenia,</li> <li>• diagnozy i prognozy dalszej eksploatacji.</li> </ul> <p>Jakkolwiek niektóre wężownice przekraczają przewidziany projektem czas eksploatacji to stosując właściwe metody oceny stanu wężownic, a szczególnie ich właściwe warunki pracy dla każdego uszkodzonego elementu, można zapobiegać uszkodzeniom [3].</p> <p>Analizując dokładnie warunki pracy elementów, wspólnie z pracownikami eksploatacji i utrzymania elektrowni, można dojść do</p>







Rys. 2



Rys. 3

- Erozja obmurza komory paleniskowej, kanałów przewalowych a także cyklonów kotły 1÷6,
- Deformacje nurników (Vortexów) – kotły 1÷6,
- Drgania drugiego ciągu – kotły 4÷6

## II. Doświadczenia eksploatacyjne

### 1. Kotły 1 ÷ 3, fluidalne z gorącymi cyklonami typ OE-667

#### 1.1. Układ ciśnieniowy

##### 1.1.1. Ekran parownika

##### Charakterystyka zagrożeń

- ekrany ściany tylnej – poddane są szczególnie intensywnej erozji popiołowej
- ekrany w narożach komory paleniskowej – poddane są intensywnej erozji popiołowej a także erozji związanej ze zmianą

kierunki przepływu mieszaniny popiołowo-węglowo-sorbentowej

- ekrany w rejonie przejść przez ściany komory paleniskowej przegrzewacza Omega – poddane są intensywnej erozji związanej z odchyleniem kierunku przepływu mieszaniny popiołowo-węglowo-sorbentowej
- ekrany parownika – osłonięte obmurzem – każde zużycie obmurza leja komory paleniskowej jest przyczyną nieszczelności.

##### Przyczyna odstawiń

- duża erozja spowodowana intensywnym ruchem dużej ilości materiału sypkiego (paliwo, sorbent, materiał inerty) mający bezpośredni kontakt ze ścianami parownika,
- błędy montażu: brak napoin ekranowych, odchylenie od pionu płyt,
- błędy konstrukcyjne – nieprawidłowo usytuowane dysze powietrza wtórnego, powodujące erozję obmurza i w konsekwencji osłoniętych rur ekranowych,
- błędy remontowe; brak odpowiedniego stopnia gładkości spoin i napoin na wykonywanych usterkach rur i płyt.

##### Podjęte środki zapobiegawcze

- w każdym postoju powyżej 4 dni przegląd przeciwoerozyjny naroży komory paleniskowej i ściany tylnej
- co 10 lat wymiana tylnej ściany parownika wraz z narożami na wysokość 6 m ponad obmurze,
- co 5 lat kompleksowy pomiar grubości rur od obmurza do przegrzewacza „Omega” wraz z naprawami,
- w każdym remoncie planowym kontrola przejść przegrzewacza Omega przez ściany parownika wraz z naprawami,
- wykonano modernizację osłon antyerozyjnych przegrzewacza Omega,
- wykonano próby napylenia antyerozyjnego,
- wykonano modernizację dysz rusztu dla podniesienia trwałości i urownomierzenia rozplywu powietrza wtórnego,
- wykonano modernizację dysz powietrza wtórnego eliminując zakłócenia w przepływie mieszanki pyłowo-paliwowo-sorbentowej,
- wykonano modernizację obmurza komory paleniskowej podnosząc jego trwałość i odporność na erozję.

##### Planowane modernizacje

Planowana duża modernizacja kotłów K 1+3 w latach 2016÷2019, której głównymi zamierzeniami będzie:

- wymiana cyklonów na chłodzone,
- eliminacja przegrzewacza „omega”,
- modernizacja ekranów ściany tylnej z podniesieniem wysokości obmurza osłonowego.

Modernizacja ta przyczyni się do wyeliminowania nieszczelności w rejonie przegrzewacza „omega”, a także podniesie żywotność rur ekranowych ściany tylnej.

#### 1.1.2. Powierzchnie ogrzewalne umieszczone w ciągu konwekcyjnym kotła:

##### Charakterystyka zagrożeń

- podgrzewacz wody, przegrzewacz pary pierwotnej, przegrzewacze pary wtórnej – zacięcia mechaniczne zdmuchiwalcy sadzy oraz wady konstrukcyjne.

##### Przyczyny i miejsca występowania awarii:

- naroża górne klatki konwekcyjnej, wynikające z przesztynienia odgięć – zostały zmodernizowane,
- wylot z przegrzewacza międzystopniowego, przesztyniony układ zamocowań – wykonano modernizację,

##### Podjęte działania zapobiegawcze:

- w każdym remoncie planowym przegląd przeciwoerozyjny,
- w każdym postoju kotła powyżej 4 dni przegląd powierzchni ogrzewalnych w rejonie zdmuchiwalcy sadzy.

#### 1.2. Przyczyny odstawiń kotłów K 1+3 poza układem ciśnieniowym

##### 1.2.1. Węzły kompensacyjne rur nawrotu

Węzły te, były przyczyną wielu odstawiń i długotrwałych remontów. Spowodowane to było wadliwym zaprojektowaniem wę-



zła dla funkcji, jaką musi spełnić tj. utrzymanie pełnej szczelności dla przemieszczeń w różnych kierunkach.

#### Wykonane przedsięwzięcia

- zmieniono kompensatory zewnętrzne i wewnętrzne,
- wymieniono obmurze wewnętrzne z eliminacją części powodujących w trakcie przemieszczeń duże ubytki,
- zmieniono pierścień uszczelniający wewnętrzny.

Przedsięwzięcia te znacznie ograniczyły problemy związane z awaryjnością węzłów, jednak ich nie wyeliminowały. Dlatego też, w roku 2012 na kotłach nr 2 zostanie wykonana kompleksowa modernizacja węzła wg projektu Politechniki Wrocławskiej.

Natomiast w dużej modernizacji węzeł ten zastąpiony zostanie innym rozwiązaniem kompensacyjnym (zmiana kompensacji i zmiana sposobu podawania węgla na ścianie tylnej).

#### 2.2.2. Kompensatory na powietrzu pierwotnym, wtórnym i spalinach

W początkowym okresie eksploatacji kompensatory te były przyczyną wielu odstawień kotłów K 1÷3.

#### Wykonane przedsięwzięcia

- wymiana kompensatorów na indywidualnie projektowane do każdego miejsca, wielowarstwowe z profilowanymi narożami i zewnętrzną siatką zabezpieczającą,
- wykonywane są corocznie przeglądy techniczne,
- przyjęto zasadę – wymiana co 5 lat kompensatorów o największej odpowiedzialności,
- zamawiane są kompensatory o wieloletniej gwarancji.

### 2. Kotły fluidalne kompaktowe K 4÷6

Kotły te ze względu na swoją konstrukcję – symetryczny przepływ złoża – charakteryzują się dużo mniejszą awaryjnością układu ciśnieniowego.

#### 2.1. Układ ciśnieniowy

##### 2.1.1. Ekran komory paleniskowej

Praktycznie nie występują nieszczelności – po jednej nieszczelności w miejscu zainstalowania termopar rozruchowych na ścianie tylnej (termopary jako niepotrzebne usunięto).

Dla utrzymania w dobrym stanie wykonuje się:

- przegląd i pomiar grubości ścian parownika w każdym remoncie planowym,
- w każdym remoncie planowym przegląd i naprawa obmurza osłonowego w komorze paleniskowej,

##### 2.1.2. Powierzchnie ogrzewalne w ciągu konwekcyjnym kotła

Wystąpiły tu nieszczelności podgrzewacza wody i przegrzewacza międzystopniowego spowodowane erozyjnym oddziaływaniem zdmuchiwalcy popiołu. Dla ograniczenia nieszczelności realizowane są zadania:

- przegląd przeciwoerozyjny w każdym remoncie powyżej 4 dni w rejonie zdmuchiwalcy popiołu,
- w każdym remoncie planowym przegląd przeciwoerozyjny klatki konwekcyjnej,
- zwiększenie nadzoru nad pracą zdmuchiwalcy popiołu,
- prowadzone są badania próbne nad wymianą zdmuchiwalcy parowych na akustyczne (próba na K-3 – cztery komplety)

#### 2.2. Urządzenia pozaciśnieniowe:

##### 2.2.1. Obrótowe podgrzewacze powietrza

Wadliwy system uszczelnień powodujący duże przecieki powietrza do spalin. Wada projektowa mocowania górnego łożyska.

Wykonywane są modernizacje:

- górne łożysko wykonywane na K4, K5, i K6,
- uszczelnienia, modernizacja na K-5 i zaplanowane na K4 i K6.

#### 2.2.2. Obmurze kotła

Ze względu na negatywne oddziaływanie współspalania biomasy na stan obmurza zaplanowane są modernizacje związane z wymianą na obmurze uodpornione na penetrację SO<sub>3</sub>, Cl, F i pogorszenie własności antyerozyjnych.

### 3. Kotły 9 i 10

#### 3.1. Układ ciśnieniowy

Stan techniczny jest dostateczny. Ze względu na zbliżający się termin wyłączenia obu kotłów z eksploatacji wykonywane są, tylko najbardziej niezbędne zabiegi umożliwiające pracę kotłów.

Nieszczelności występujących na wszystkich powierzchniach ogrzewalnych jest stosunkowo niewiele:

- ekrany kotłów 8 ÷ 10 w latach 2008-2011 – 9 odstawień,
- przegrzewacze – 6 odstawień

Przyczyną jest zmęczenie materiału, korozja chemiczna lub erozja.

W każdym postoju realizowane są przeglądy antyerozyjne i wykonywane próby wodne dla wykrycia i usunięcia nieszczelności.

#### 3.2. Urządzenia pozaciśnieniowe

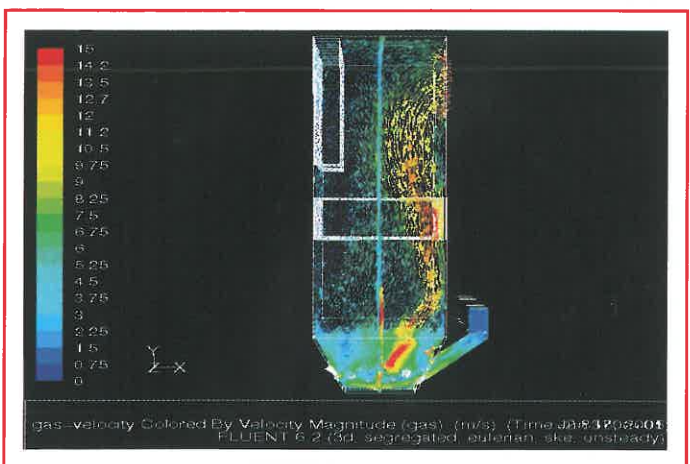
Problemem jest szlakowanie rurosuszarek i komór paleniskowych. Dla ich ograniczenia stosowany jest preparat, który ogranicza szlakowanie oraz stosowane są specjalne metody usuwania szlaki z rurosuszarek w ruch kotła.

### III. Diagnostyka niezbędna podczas remontów planowych

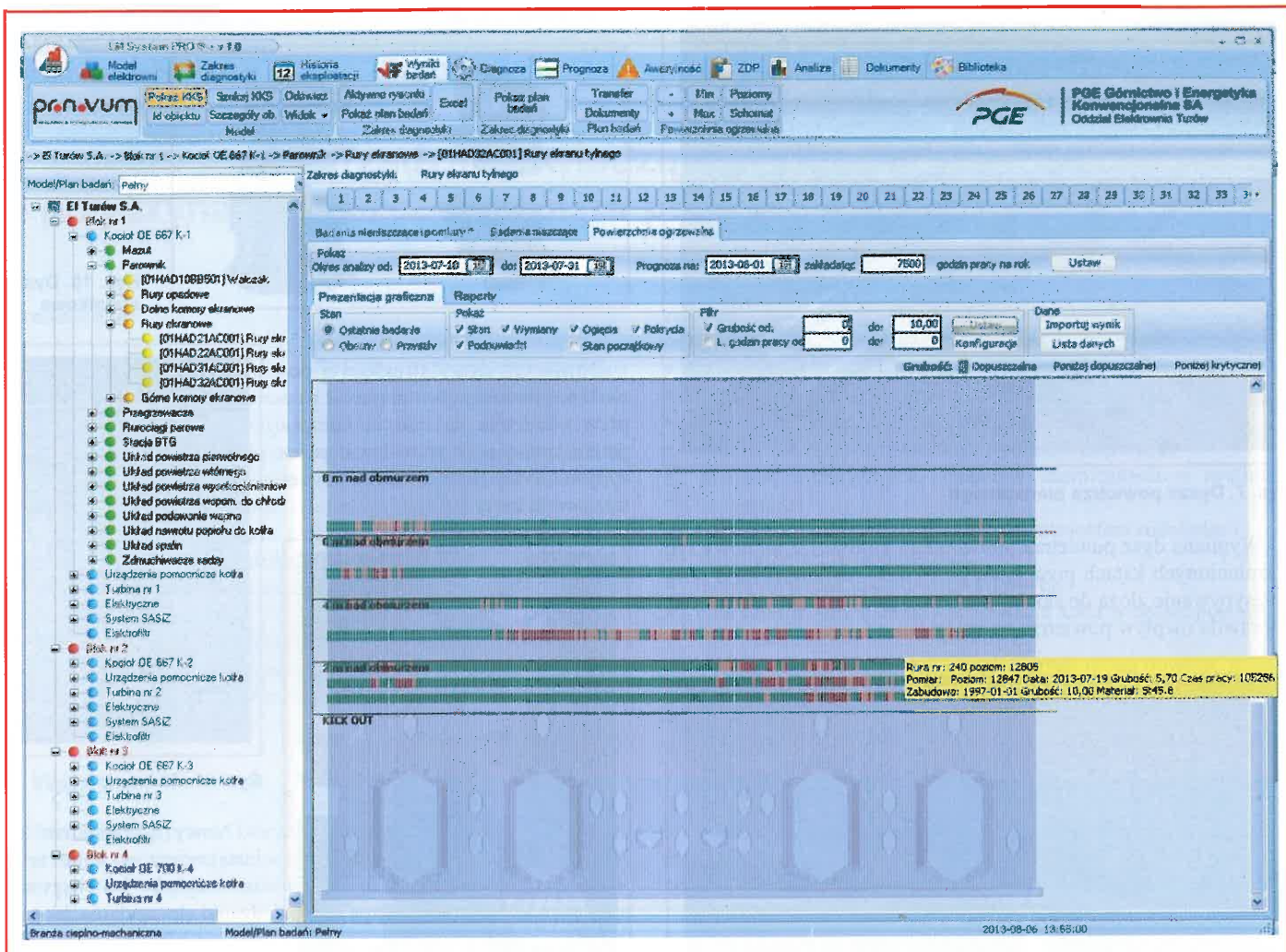
Jednymi z częstszych usterek występujących na kotłach z cyklo-nem zewnętrznym typu OE 667 są, nieszczelności związane z układem ciśnieniowym.

Silna erozja ściany tylnej parownika jak również obszarów gdzie przegrzewacz pierwszego stopnia – ze względu na swoją konstrukcję – przechodzi przez ścianę przednią i tylną ścian ekranowych jest problemem nie dającym się wyeliminować w trakcie eksploatacji. Główną przyczyną tego stanu rzeczy jest sama konstrukcja kotła. Przeprowadzone prace badawcze, symulacje oraz modelowanie przepływu złoża i spalin przez komorę spalania wskazują na nierównomierny rozkład temperatur i prędkości w komorze paleniskowej.

Prawidłowo dobrana diagnostyka parownika pozwala określać obszary najbardziej zagrożone erozją jak również zapobiega powstawaniu nieszczelności w okresach międzyremontowych. Przy szczegółowej diagnostyce powierzchni ogrzewalnych takich jak parownik czy przegrzewacze niezbędne są narzędzia informatyczne które pozwalają w łatwy i szybki sposób określić zakres i rodzaj naprawy. W PGE GiEK SA Oddział Elektrownia Turów w czerwcu 2010 roku został wdrożony system zarządzania LM System PRO+®. Jedną z podstawowych funkcji jest gromadzenie danych z historii eksploatacji oraz przeprowa-



Rys. 4. Rozkład prędkości spalin w komorze paleniskowej K 1÷3



Rys. 5. Wizualizacja wyników pomiarów grubości ścianek rur ekranowych kotła nr 1

dzonych remontach i zrealizowanych zakresach. Przejrzystość i łatwa obsługa systemu pozwoliła na stworzenie programu ograniczającego nieszczelności na kotłach zainstalowanych w Elektrowni.

Na podstawie wyników badań i danych historycznych wprowadzonych do systemu wdrożono program zapobiegawczy powstawaniu nieszczelności. Program ma na celu eliminowanie obszarów potencjalnie zagrożonych nieszczelnościami. System pozwala na ocenę powierzchni ogrzewalnych pod kątem szybkości postępującej erozji przejawiającej się przecienieniem ścianek rur. W wyniku prowadzonych prac podczas remontów planowych wyeliminowano postoje awaryjne kotłów, którego przyczyna były nieszczelności układu ciśnieniowego poddanej gruntownej diagnostyce.

Na dzień dzisiejszy program uwzględnia:

- parowniki kotłów 1-6 (powiązanie z systemem LM System PRO+®),
- przegrzewacze pary pierwotnej SH I, SH II i SH III i wtórnie przegrzanej RH I i RH II oraz węzownice podgrzewacza wody,
- walczaki (powiązanie z systemem Lm System PRO+®),
- badania głównych rurociągów parowych (planowany nadzór nad rurociągami powiązany z systemem zarządzania kotły 4-6)

Głównymi zauważalnymi korzyściami po wprowadzeniu systemu są:

- Selekcja i możliwość zarządzania informacjami dotyczącymi stanu technicznego urządzenia,
- Aktualizacja informacji ich archiwizacja w formie historii eksploatacji,
- Uporządkowanie istotnych czynności związanych bezpośrednio z utrzymaniem:
  - Planowanie badań,

Analiza awaryjności,  
Planowanie remontów.

Uporządkowanie i zapewnienie szybkiego dostępu do dokumentacji związanej ze stanem technicznym urządzenia,

#### IV. Inwestycje w program poprawiający dyspozycyjność kotłów

Przykładowe zrealizowane inwestycje na kotłach 1÷3



Rys. 6. Zastąpienie ręcznych zasuw prętowych pod zasobnikami węgla na zautomatyzowane sterowane hydraulicznie (szpilek)





Rys. 7. Dysze powietrza pierwotnego

Wymiana dysz powietrza pierwotnego kotłów 1,2 na nowy typ o zmienionych kątach przepływu powietrza – zmniejszyła o 80% przesypywanie złoża do skrzyń powietrza pod rusztem jak również poprawiła rozplływ powietrza na ruszcie.



Rys. 8. Osłony na przegrzewaczach

Wymiana osłon na przegrzewaczach pierwszego stopnia SH I „Omega” – zniwelowała konieczność napraw i wymian osłon.



Rys. 9. Wirniki wentylatorowe

Nowe typy wirników wentylatorów spalin wprowadziły oszczędności w zapotrzebowaniu na energię

Przykładowe inwestycje zrealizowane na kotłach 4÷6



Rys. 10. Dysze strzałkowe

Nowy typ dyszy strzałkowej powietrza pierwotnego – poprawił rozplływ powietrza na ruszcie komory paleniskowej oraz zniwelował przesypywanie się złoża do skrzyń powietrza pod rusztem



Rys. 11. Obmurze

Nowy typ obmurza zainstalowany w kotle nr 5 ze względu na wprowadzenie do spalania biomasy a w efekcie jak wynika z przeprowadzonych analiz degradacji obmurza alkaliami pozwoli przedłużyć żywotność leja żuźlowego do 10 lat.

Nurniki starego typu podczas eksploatacji zostały zdeformowane i powodowały gorszą separację cząstek stałych.



Rys. 12. Vortex (nurnik) przeznaczony dla kotła nr 4 o nowej konstrukcji składającej się z płyt segmentowych.

## V. Podsumowanie

- Realizacja działań zapobiegawczo naprawczych:
- bieżąca ocena wpływu parametrów eksploatacyjnych kotła na powstanie nieszczelności,
  - wymiana z odpowiednim wyprzedzeniem rur ekranowych najbardziej narażonych na erozję,
  - stosowanie nowych technologii zabezpieczających przed erozją (napylanie, napawanie, pokrycia ceramiczne),
  - wymiana obmurzy ochronnych na obmurza o przedłużonej żywotności,
  - badania i instalacja systemu wykrywania nieszczelności dla kotłów fluidalnych (obecnie badany jest neuronowy predyktor nieszczelności),
  - współpraca z uczelniami i firmami specjalistycznymi w zakresie nowych materiałów o przedłużonej żywotności,
  - modernizacja węzłów powodujących awaryjne odstawienia kotłów,
  - modernizacja urządzeń pomocniczych kotłów, których odstawienia awaryjne powodują ograniczenie mocy bloku.

## Zarządzanie wiedzą w trybie on-line o przyczynach nieszczelności rur powierzchni ogrzewalnych kotłów

### Streszczenie

*Analiza awaryjności i okresowe badania diagnostyczne to dwa najważniejsze źródła informacji i wiedzy stwarzające warunki do zapewnienia wysokiej dyspozycyjności kotłów i bloków energetycznych. Przyczyny awarii powierzchni ogrzewalnych powinny być ujmowane statystycznie. Statystyka jest, w tym przypadku, nie tylko sposobem na porządkowanie informacji, ale także na kreowanie wiedzy. Bez niej ocena stanu technicznego rur oraz prognoza ich trwałości są niemożliwe. Jakość tej wiedzy wynika bezpośrednio z poprawnej analizy przyczyn uszkodzeń oraz kwalifikacji zdarzeń jako awaryjnych.*

*W referacie przedstawiono opracowany i wdrożony – nie tylko w Pro Novum – system organizacji wiedzy o nieszczelnościach rur powierzchni ogrzewalnych, udostępniający wiedzę w trybie on-line.*

### 1. Wstęp

Bloki energetyczne, których czasy pracy przekraczają często projektową trwałość są jednocześnie modernizowane w obrębie komory paleniskowej dla obniżenia emisji. Wymaga to od użytkowników urządzeń energetycznych coraz lepiej i inaczej niż dotychczas zorganizowanej diagnostyki. Biorąc dodatkowo pod uwagę fakt, że równocześnie restrukturyzacji podlegają systemy zarządzania w elektrowniach, służby odpowiedzialne za utrzymanie stanu technicznego urządzeń stawiane są wobec konieczności pogodzenia techniki i ekonomii z nową organizacją.

Dyspozycyjność kotła (czyli ostatecznie dyspozycyjność całego bloku), a co zatem idzie wynik finansowy, determinowana jest przez szereg działań prowadzonych zarówno w czasie remontów jak i w czasie jego pracy. Jedną z czynności istotnie wpływających na niezawodność urządzenia są okresowe badania diagnostyczne powierzchni ogrzewalnych. Na ich podstawie możliwe jest określenie aktualnego stanu technicznego rur oraz prognozy ich trwałości. Biorąc jednak pod uwagę skomplikowane warunki cieplne, mechaniczne, chemiczne (oraz ich zmienność), w których pracują powierzchnie ogrzewalne, niemożliwym jest uniknięcie awarii tych elementów tylko na podstawie wiedzy uzyskanej z badań diagnostycznych.

W sytuacji jw. konieczna jest dodatkowa wiedza wynikająca z analizy awarii. Taka wiedza, zazwyczaj niepełna i odnosząca się tylko do jednej elektrowni, a czasem tylko jednego kotła, dotychczas zarezerwowana była dla długoletnich i doświadczonych pracowników obsługi i pionu inżynierskiego. Dzisiaj mamy możliwość kompleksowego podejścia do tego problemu i dokładnej, opartej na statystyce w trybie on-line, analizie występujących awarii i skuteczniejszemu ich przewidywaniu oraz zapobieganiu.

### 2. Stan techniczny rur powierzchni ogrzewalnych – przyczyny uszkodzeń

Trudne i zmienne warunki, w których pracują powierzchnie ogrzewalne (wysoka temperatura, korozja od strony spalin i wody, erozja od strony spalin i wody, zmienne naprężenia) sprawiają,

że mamy do czynienia z długą listą przyczyn uszkodzeń. Poniżej przedstawiono tylko niektóre z nich:

- nadmierne obciążenie cieplne,
- brak lub ograniczony przepływ czynnika,
- nierównomierna temperatura spalin na szerokości kotła,
- brak możliwości kompensacji wydłużeń cieplnych,
- obecność agresywnych związków chemicznych w spalinach i w popiele,
- spalanie z niedomiarem powietrza – atmosfera redukująca,
- nadmierne szlakowanie kotła,
- nieodpowiednia jakość wody kotłowej,
- brak lub nieodpowiednia konserwacja kotła w czasie postoju,
- błędy montażowe i/lub remontowe

Uszkodzenia powierzchni ogrzewalnych mogą powstać zarówno w czasie pracy kotła, jak i w czasie postoju. Awaria może nastąpić w każdym miejscu, jednak najbardziej uprzywilejowane są kolanka, obszary w okolicach spoin oraz odcinki skośne.

Analiza przyczyn awarii bardzo często wykonywana jest w niewystarczającym zakresie, co powoduje, że nie udaje się określić wszystkich czynników, które do niej doprowadziły, zwłaszcza pośrednich. Należy pamiętać, że zazwyczaj mamy do czynienia z więcej niż jedną przyczyną powstania uszkodzenia.

### 3. Analiza awaryjności – jakość wiedzy oraz podejście statystyczne

Awaria jest to sytuacja, w której z powodu uszkodzenia elementu (lub elementów) niemożliwa jest produkcja prądu i ciepła lub ta produkcja zostaje ograniczona. Do zdarzeń awaryjnych zaliczają się również uszkodzenia powstałe w czasie postoju kotła lub ujawnione w trakcie jego remontu, jeśli usunięcie uszkodzenia przedłuża postój remontowy bloku. Awaria jest więc istotnym zdarzeniem, które zawsze powinno być zapisane w historii eksploatacji.

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. Do istotnych danych zaliczamy:

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

Takie informacje mogą już być podstawą do analizy statystycznej uszkodzeń, jednak nie bez ograniczeń.

Jak pokazują dotychczasowe, wieloletnie doświadczenia firmy Pro Novum w zakresie analizy awaryjności powierzchni ogrzewalnych kotłów o różnej konstrukcji i czasie pracy, nie ma prostej zależności pomiędzy liczbą uszkodzeń, konstrukcją kotłów, rodzajem paliwa i czasem eksploatacji. Wpływ na taką sytuację mają m.in. zmienne warunki pracy, ale również jakość wiedzy będącej podstawą statystyki – bardzo często przyczyny awarii określane są bez profesjonalnej i udokumentowanej analizy a same postoje nie są



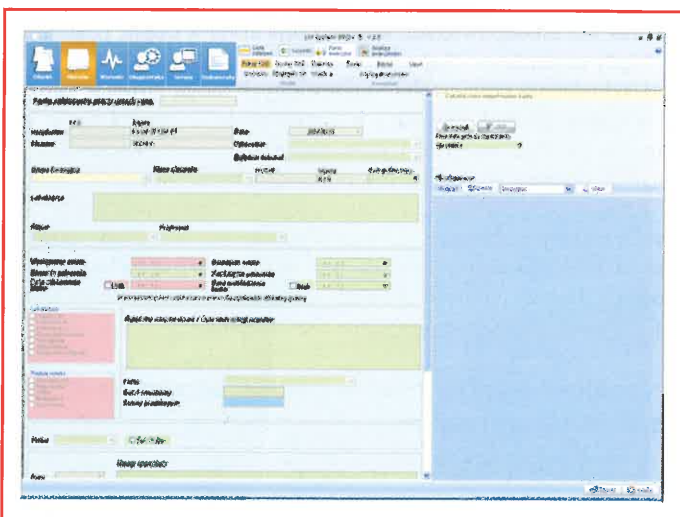
precyzyjnie kwalifikowane jako planowane lub awaryjne. Ta sytuacja wymaga więc korekty i odpowiedniego podejścia szczególnie, jeśli chce się posługiwać statystką uszkodzeń jako narzędziem prognozowania uszkodzeń.

#### 4. Awaryjność powierzchni ogrzewalnych i jej analiza w trybie on-line

Pakiet LM Awaryjność PRO to części platformy informatycznej LM System PRO+®, który w prosty i wygodny sposób pozwala rejestrować informacje m.in. dot. awarii rur powierzchni ogrzewalnych, a następnie poddawać je analizie w sposób umożliwiający kreowanie wiedzy. System organizacji wiedzy został podzielony na dwa powiązane ze sobą moduły:

- Moduł Karta Awaryjna,
- Moduł Analiza Awaryjności.

Moduł Karta Awaryjna to formularz, który wymaga od Użytkownika wprowadzenia istotnych informacji o awarii, czyli m.in.: data i miejsce wystąpienia awarii, dane nt. obiektu, objawy, przyczyny nieszczelności, data i sposób naprawy oraz zalecenia specjalistów.



Rys. 1. Formularz Karty Awaryjnej.

Formularz posiada kilka poziomów dostępu, co oznacza, że poszczególne pola mogą być wypełniane tylko przez wyznaczone osoby z obsługi lub specjalistów biorących udział w identyfikacji i usuwaniu awarii. Taka organizacja wprowadzania danych wymusza rzetelność informacji oraz ich kompletność. Podejście to procentuje w przyszłości pozwalając na szybką analizę zebranych informacji i prezentacji jej wyników w formie, praktycznie dowolnie skonfigurowanych statystyk.

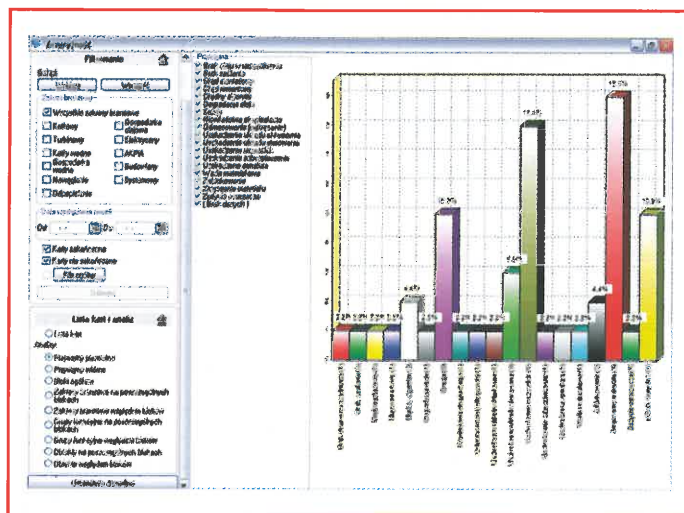
Informacje wymagane przez Kartę Awaryjną wprowadzane są przez uprawnionych Użytkowników zgodnie z odpowiednim *work flow* procesu, który może być konfigurowany w zależności od potrzeb. Dane istotne dla analizy statystycznej, zwłaszcza przyczyny pośrednie i bezpośrednie mają formę słowników. Upraszcza to znacznie obsługę programu oraz sprawia, że wszystkie istotne informacje mogą być przetwarzane wg praktycznie dowolnych algorytmów.

Dodatkowo istnieje możliwość przyporządkowania i dodawania plików zewnętrznych takich jak rysunki, poświadczenia, fotografie etc.

Proces wprowadzania danych może być dowolnie modelowany przez administratora, który może nadawać uprawnienia do wypełniania poszczególnych pól Karty Awaryjnej.

Wypełniona i zapisana Karta Awaryjna, wraz z innymi kartami, stanowi podstawę do statystycznej analizy awaryjności, którą realizuje Moduł Analiza Awaryjności. Moduł umożliwia wyszu-

kiwanie, przeglądanie Kart Awaryjnych oraz oczywiście analizę zawartych w nich danych i informacji. Użytkownik do dyspozycji ma szereg kryteriów, dzięki którym możliwe jest filtrowanie danych. Zdefiniowanie kryteriów selekcji pozwala następnie na graficzne (w formie wykresu) przedstawienie pożądanego przez użytkownika informacji. Można więc stworzyć wykres, na którym zobrazowana procentowo będzie np. ilość awarii na przegrzewaczach grodziowych, spowodowanych ograniczeniem przepływu na 4-ech kotłach OP-650. Jeśli taki zakres jest zbyt ogólny, możliwe jest zawężenie go do poszczególnych grodzi na różnych kotłach lub nawet poszczególnych węzownic. Dobór kryteriów oraz zakresu ich obowiązywania jest szeroki i ograniczony w zasadzie tylko przez kompetencje, konkretne potrzeby i zdrowy rozsądek użytkownika.



Rys. 2. Wykres z Modułu Analiza Awaryjności – wg kryterium przyczyny uszkodzenia.

Karty awaryjne jak i analizy mogą być udostępniane innym pracownikom w trybie on-line. Pozwala to na usprawnienie przepływu informacji oraz dotarcie do wszystkich zainteresowanych informacjami i wiedzą z awarii.

#### 5. Proces tworzenia dokumentacji – Karty Awaryjnej

Obsługiwanie oraz analizowanie zdarzeń awaryjnych zostało podzielone na 3 etapy:

- wprowadzenie do systemu zdarzenia awaryjnego oraz wyznaczenie eksperta odpowiedzialnego za określenie przyczyn awarii,
- wypełnienie przez eksperta karty awaryjnej oraz zarządzanie zadaniem,
- zamknięcie zdarzenia awaryjnego – przekazanie do archiwum.

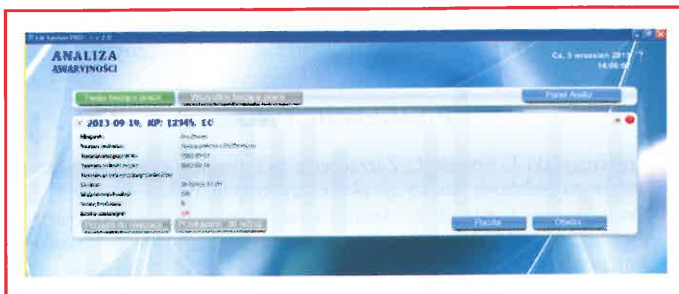
Po zgłoszeniu awarii i wprowadzenia jej do systemu, zdarzenie przyporządkowywane jest konkretnemu ekspertowi. Informacje o pojawieniu nowego zadania są przekazywane ekspertowi poprzez panel główny tzw. Kokpit Eksperta (rys. 3), który umożliwia również organizację oraz zarządzanie pozostałymi zadaniami (nie tylko awaryjnymi) eksperta (panel główny jest powiązany z kontem danego Użytkownika i może być swobodnie modyfikowany przez Administratora zgodnie z kompetencjami i obowiązkami Użytkownika).

Informacja o nowym zdarzeniu awaryjnym pojawia się w prawym górnym rogu (czerwona kropka) przycisku „Analiza Awaryjności” i zawiera również informacje nt. ilości tych zdarzeń.

Po kliknięciu przycisku „Analiza Awaryjności” przechodzimy do zakładki zawierającej wykaz wszystkich rozpoczętych oraz nowych zdarzeń awaryjnych (rys. 4)



Rys. 3. Panel główny – Kokpit Eksperta wspierający zarządzanie zadaniami

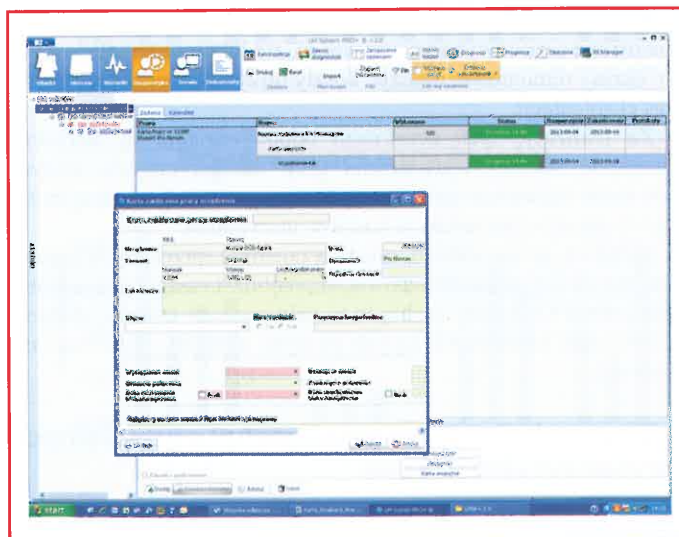


Rys. 4. Zarządzanie zdarzeniami awaryjnymi – nowa awaria

Z tego poziomu możliwe jest uzyskanie podstawowych informacji nt. Klienta, terminu rozpoczęcia pracy, terminu jej zakończenia (z tego poziomu możliwa jest też analiza statystyczna awarii zapisanych wcześniej w archiwum).

Po kliknięciu przycisku „Otwórz” Ekspert przenoszony jest do LM System PRO+® (rys. 5), gdzie wymagane są od niego następujące czynności:

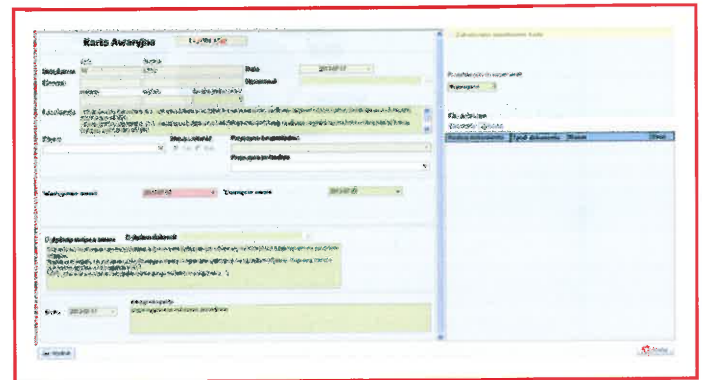
- utworzenie karty awaryjnej dla danego zdarzenia (możliwe jest, jeśli to konieczne, stworzenie kilku kart dla jednego zdarzenia),
- przyporządkowanie do karty awaryjnej obiektu oraz elementu, który uległ awarii – następuje to poprzez wybranie danego elementu z listy będącej częścią modelu całego kotła,



Rys. 5. LM System PRO+® wraz z otwartą Kartą Awaryjną

- wypełnienie karty awaryjnej (pola wynikające z uprawnień konkretnego użytkownika),
- w razie konieczności, możliwe jest utworzenie podzadań do danej awarii – umożliwia to np. zlecenie LBM dodatkowych badań na obiekcie. Utworzone podzadanie automatycznie pojawi się na personalizowanym panelu głównym kierownika Laboratorium Badań Materiałowych,

Karta Awaryjna, jak już wspomniano w poprzednim rozdziale, zawiera szereg informacji niezbędnych do prawidłowego i kompletnego opisanego awarii. Część z nich musi zostać wpisana przez Eksperta (przyczyny, lokalizacja, termin). Pozostałe z nich (pełna nazwa elementu, wymiary, materiał), dzięki funkcjonowaniu modelu elektrowni (kotła), mogą być uzupełniane automatycznie przez program w momencie utworzenia Karty Awaryjnej (rys. 6).

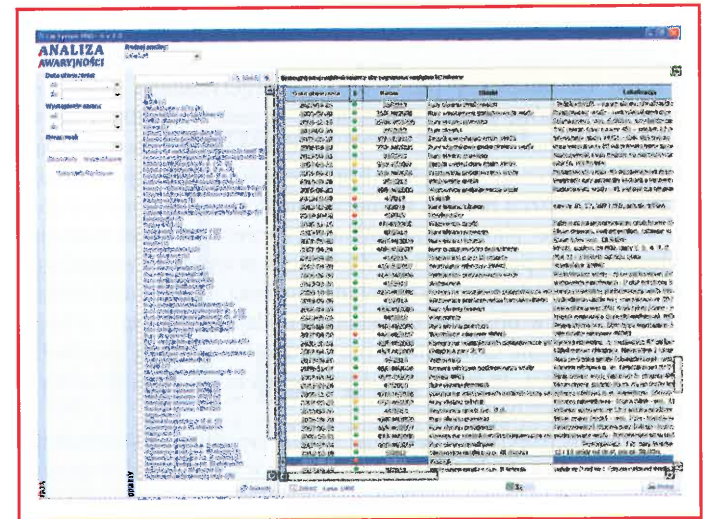


Rys. 6. Karta Awaryjna w trakcie wypełniania

Karta Awaryjna w każdym momencie może zostać zapisana (zgodnie z uprawnieniami użytkownika); definitywne jej zamknięcie następuje dopiero po wpisaniu wszystkich wymaganych informacji (w głównym interfejsie LM System PRO+® przy symbolu Karty Awaryjnej znajduje się pole, w którym zapisana jest informacja o jej bieżącym stopniu wypełnienia).

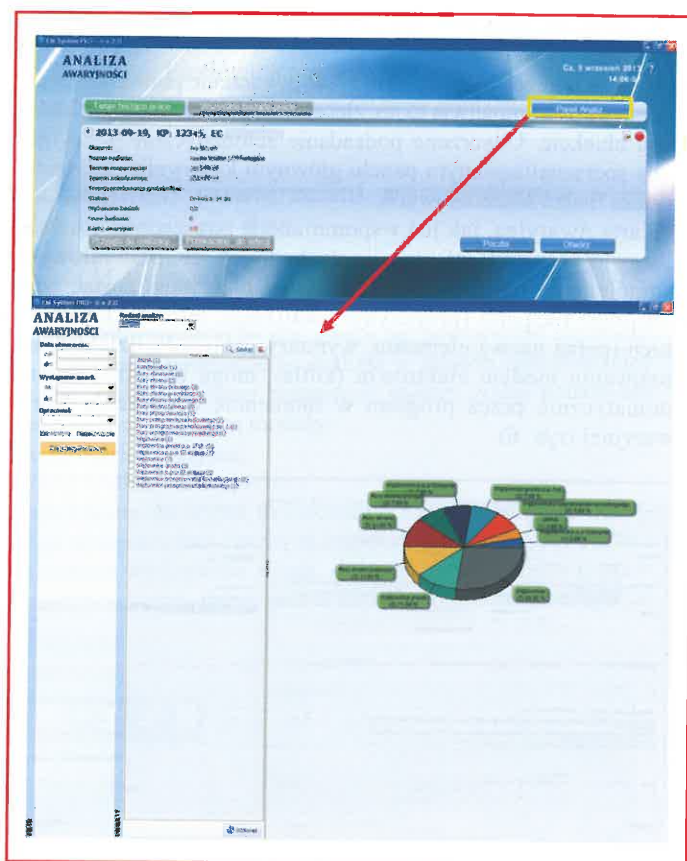
Poza utworzeniem Karty Awaryjnej możliwe jest również przyporządkowanie podzadania do zadania głównego (awarii) – mogą to być np. dodatkowe badania na obiekcie lub badania niszczące prowadzone na dostarczonych wycinkach/próbkach.

Zakończenie pracy możliwe jest po wypełnieniu Karty Awaryjnej (lub kilku kart) oraz zakończeniu wszystkich podzadań (jeśli takowe były). Tak zorganizowane zadanie przekazywane jest do archiwum (rys. 7) i może być już podstawą analizy statystycznej (rys. 8).



Rys. 7. Archiwum awarii





Rys. 8. Przykład statystycznej analizy awaryjności

JERZY TRZESZCZYŃSKI,  
RADOSŁAW STANEK  
Pro Novum Spółka. z o.o.

## Zarządzanie utrzymaniem stanu technicznego kotłów na podstawie analizy ryzyka

### 1. Wstęp

Efekt ekonomiczny pracy bloku energetycznego zależy od wielu czynników, niektórych z nich, przede wszystkim prawnych, nie sposób przewidzieć. System dopłat i certyfikatów zastąpił ekonomię, politykę. Efektywność produkcji i koszty utrzymania można jednak, w znacznym stopniu, racjonalnie analizować a nawet planować, nominalną 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 osiągnięcia celów, w znacznym stopniu, sprzecznych.

Nieliczne, kolejne urządzenia różnią się istotnie konstrukcją, długoeksploatowane 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 jednocze-

### 6. Podsumowanie

Uszkodzenia powierzchni ogrzewalnych mają znaczący wpływ zarówno na ich trwałość jak i dyspozycyjność kotłów. 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.

Program opisany powyżej i stosowany w Pro Novum jest identyczny, w zakresie ogólnej zasady funkcjonowania jak również słowników i algorytmów przetwarzania informacji i danych, do jego wersji zainstalowanych dotychczas w paru elektrowniach. Oznacza to możliwość integracji informacji i wiedzy w szerszej skali np. wśród użytkowników bloków 200 MW, co jest przedmiotem aktualnych prac Zespołu Zdalnej Diagnostyki i Serwisu Diagnostycznego specjalizującego się w Pro Novum w zagadnieniach wykorzystania technologii informatycznych do wykonywania zaawansowanej diagnostyki a zwłaszcza zarządzania wiedzą o bieżącym stanie technicznym ciepłno-mechanicznych urządzeń energetycznych.

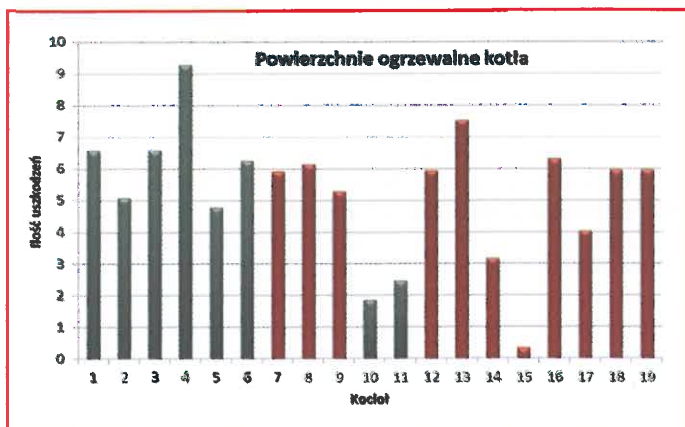
### PIŚMIENNICTWO

- [1] Trzeszczyński J., Stanek R.: Zarządzanie utrzymaniem stanu technicznego kotłów na podstawie analizy ryzyka. *Energetyka* 6/2013.
- [2] Trzeszczyński J., Stanek R.: Analiza awaryjności elementów krytycznych bloków 200 MW jako ważny element metodyki prognozowania trwałości. *Energetyka* 6/2013.

bloku. Taka sytuacja występuje w elektrowniach polskich i zagranicznych, z kotłami opalanymi węglem brunatnym i kamiennym (rys. 1÷2).

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.

Porównanie statystyk uszkodzeń rur powierzchni ogrzewalnych dla 19-tu kotłów z 10-ciu 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 dopatrzeć 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 do liczby nieszczelności na kotłach długoeksploatowanych.



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

### 3. Warunki pracy kotła a stan techniczny powierzchni ogrzewalnych

Rury powierzchni ogrzewalnych pracują w skomplikowanych warunkach, jednoczesnego oddziaływania:

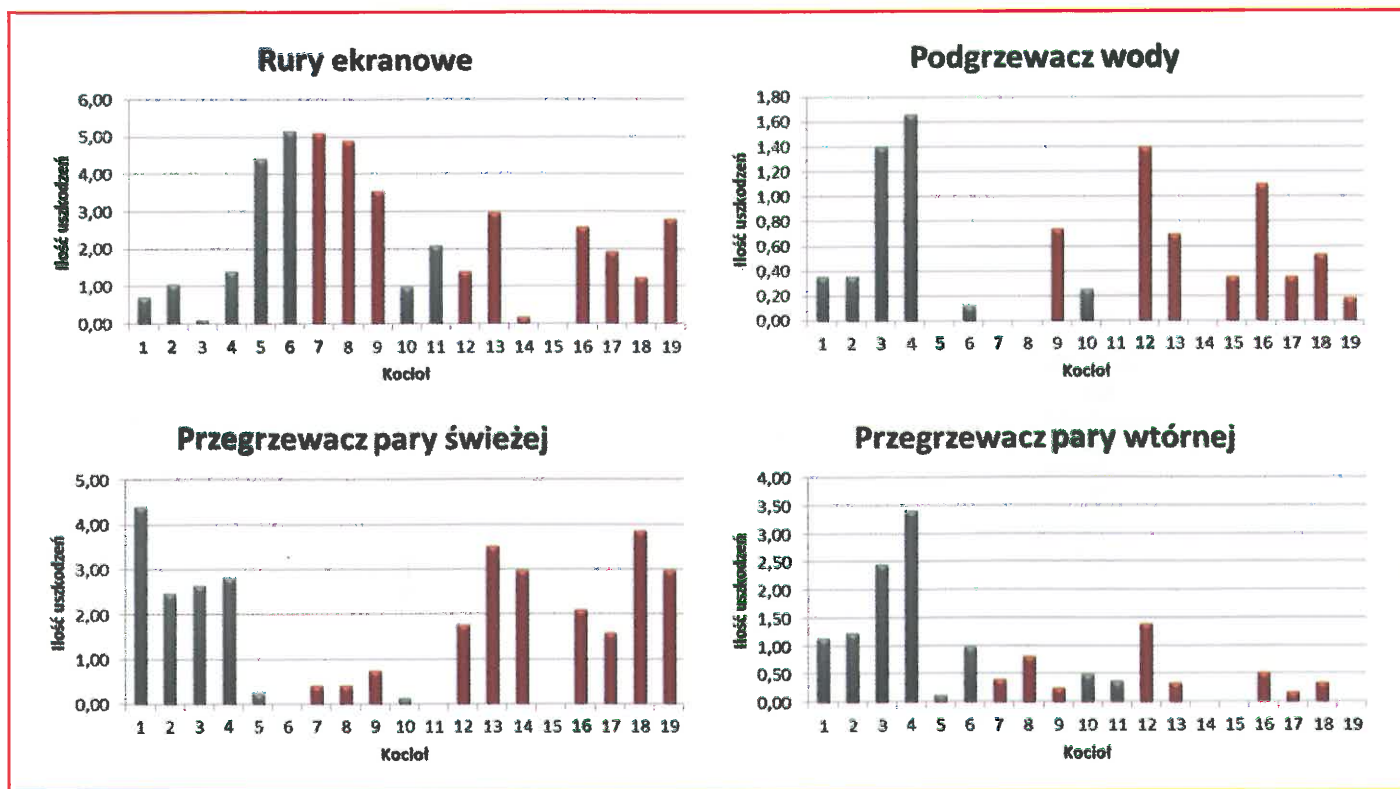
- wysokiej temperatury,
- korozji od strony spalin i wody,
- erozji od strony spalin i wody,
- zmiennych naprężeń.

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 te 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



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



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:

- ciepłno – mechaniczne,
- chemiczne

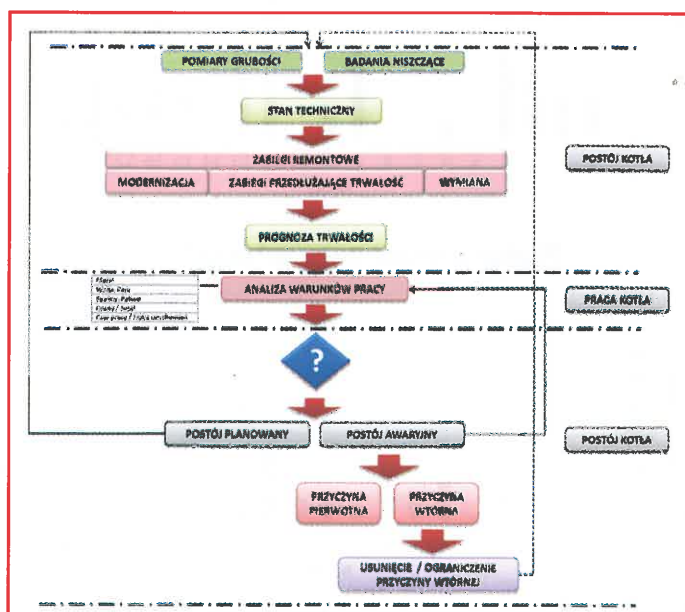
pracy kotła można weryfikować prognozę trwałości rur ze względu na zmianę warunków pracy pomiędzy kolejnymi badaniami.

#### 4. 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. Aktualnie, 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. 3) to:

- wyniki pomiarów grubości rur,
- wyniki badań niszczących,
- oceny stanu technicznego,
- prognozy trwałości,
- wyniki badań poawaryjnych,



Rys. 3. Diagnostyka rur powierzchni ogrzewalnych jako proces zintegrowany z pracą kotła/bloku.

- wyniki analizy warunków pracy (wybranych parametrów ciepłno – mechanicznych i chemicznych),
- działań zapobiegawczych,
- kosztów (utruty 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].

#### 5. 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-to 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.

Należy to stopniowo zmieniać udostępniając metodyki oraz *software* integrujący procesy eksploatacji, diagnostyki oraz zarządzania utrzymaniem, rys. 3 [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 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.

#### 6. 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:

- 1) Wybór obiektu (ów) analizy,
- 2) Wygenerowanie dla poszczególnych obiektów macierzy ryzyka (rys. 5),
- 3) Wypełnienie macierzy danymi w celu określenia ryzyka początkowego
- 4) Aktualizacja danych w macierzy ryzyka podczas eksploatacji urządzenia.

Ryzyko  $R$  to iloczyn wielkości (1).

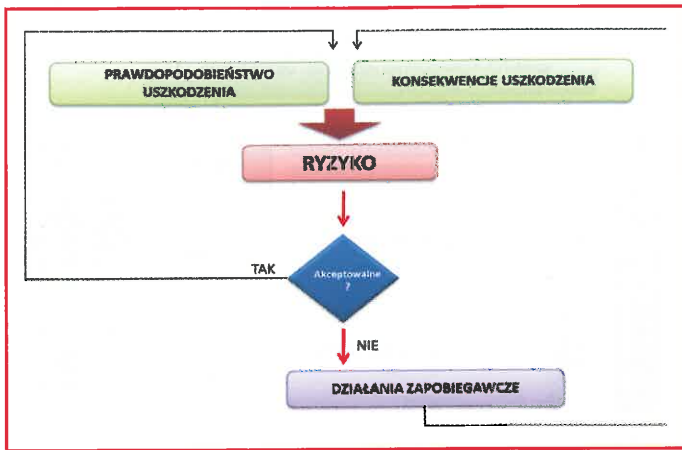
$$R = P \times K \quad (1)$$

gdzie:

$P$  – Prawdopodobieństwo uszkodzenia

$K$  – Konsekwencje uszkodzenia

Schemat obrazujący, w najbardziej ogólny sposób, podejmowania decyzji utrzymaniowych na podstawie analizy ryzyka przedstawiono na rys. 4.



Rys. 4. Najbardziej ogólny schemat oceny ryzyka i podejmowania decyzji na jego podstawie.

Bardzo ważne znaczenie ma analiza awaryjności, ponieważ prawdopodobieństwo awarii jest jednym z dwóch parametrów służących do oceny ryzyka (1). Informacje jw. (rys. 3 i 4) powinny być rejestrowane i przetwarzane z wykorzystaniem odpowiednich algorytmów oraz procedur. Dokumentowanie historii eksploatacji, warunków pracy, w tym zdarzeń awaryjnych oraz aktualnego stanu technicznego (utrata 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 prawdopodobieństwa 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.

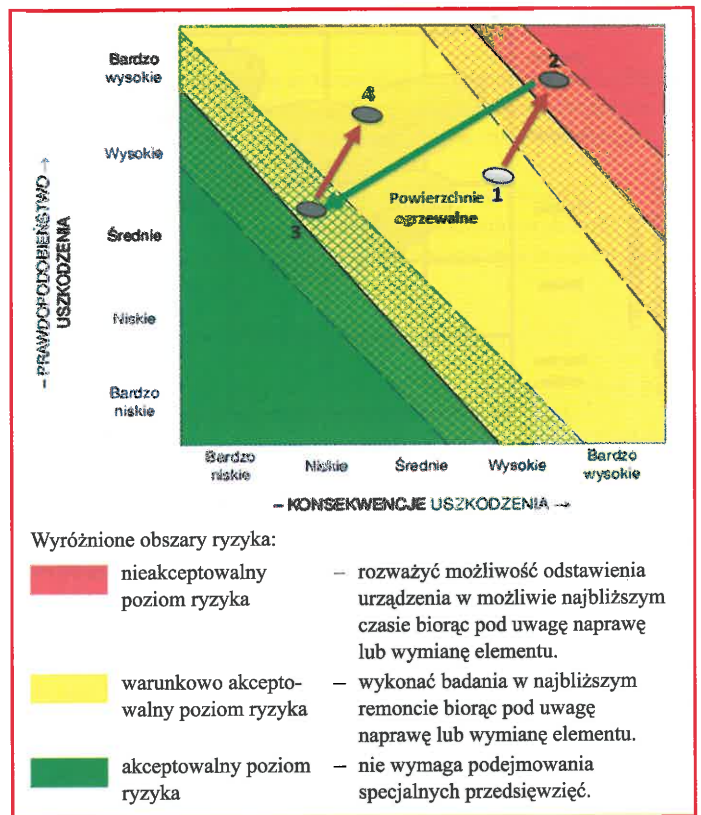
Za rodzaj standardu można przyjąć prezentację prawdopodobieństwa uszkodzeń oraz ich konsekwencji w pięciostopniowych skalach, graficznie przedstawionych w formie macierzy jak na rysunku 5. Na macierzy ryzyka można także przedstawiać jego historię, co schematycznie zilustrowano na poniższym rysunku, uwzględniając jego zmianę wynikającą z badań, remontów jak również warunków pracy kotła.

Macierz ryzyka wymaga wyskalowania osi prawdopodobieństwa i konsekwencji (rys. 5). Na wykresach macierzy ryzyka należy zdefiniować wyróżnione obszary ryzyka wg kategorii:

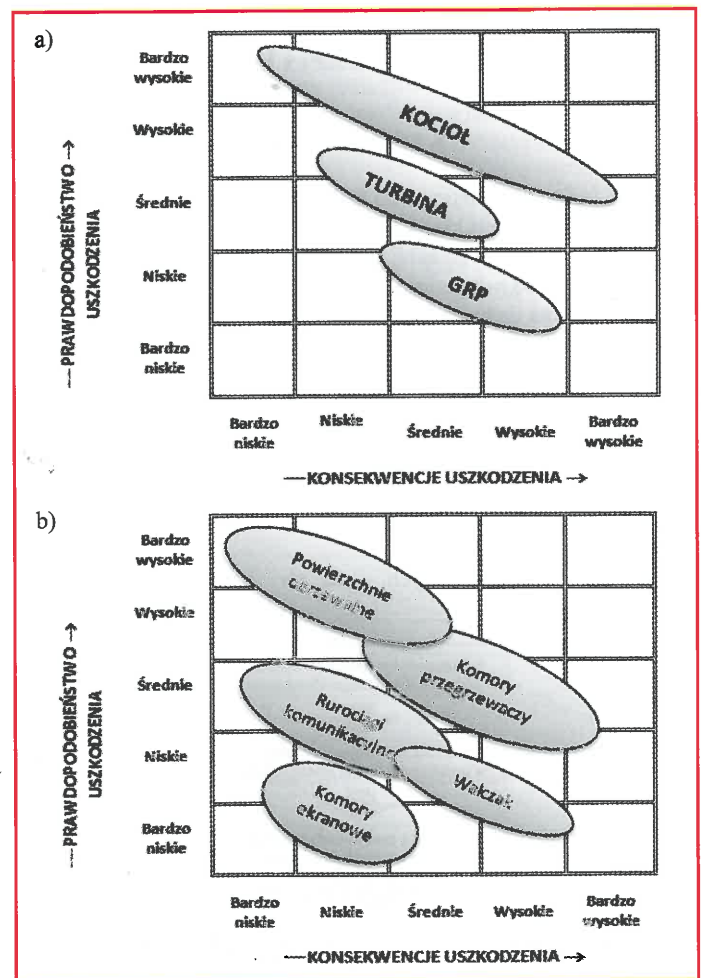
- akceptowalny poziom ryzyka,
- warunkowo akceptowalny poziom ryzyka,
- nieakceptowalny poziom ryzyka,

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. 5) 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 rys. 6.

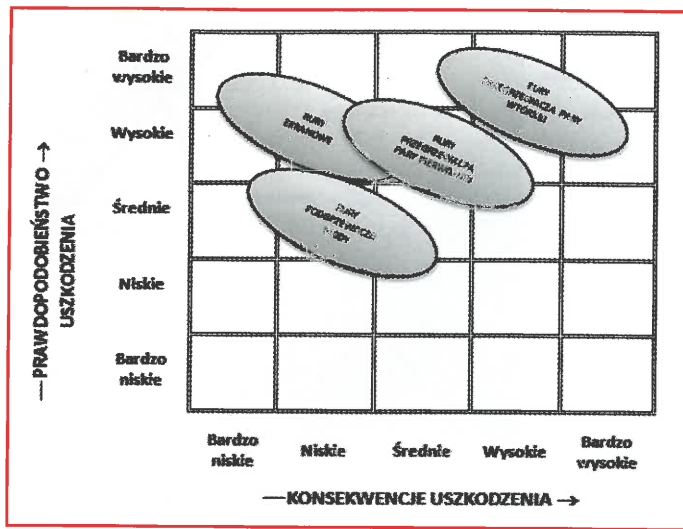


Rys. 5. Prezentacja ryzyka z wykorzystaniem pięciostopniowej macierzy.



Rys. 6a,b. Przykład macierzy ryzyka dla: a) głównych urządzeń bloku energetycznego, b) elementów kotła





Rys. 6c. Przykład macierzy ryzyka dla rur powierzchni ogrzewalnych kotła.

### 7. Analiza Ryzyka wg Pro Novum – ogólny opis metodyki

Ocenę ryzyka należy powiązać z procesem diagnozowania i eksploatacji i aktualizować go korzystając ze wzorów (2,3). Aktualne prawdopodobieństwo awarii zaleca się weryfikować w sposób pokazany na (rys. 7 i 8) w zależności od:

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

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

gdzie:

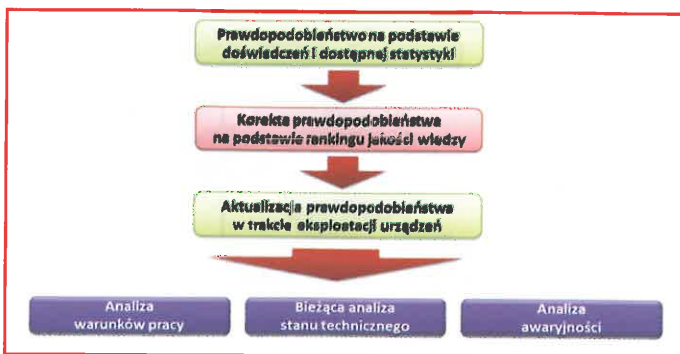
$$K = RMP \times RBO \quad (3)$$

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

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

Przez aktualny stan techniczny rur rozumie się:

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



Rys. 7. Sposób określania bieżącej wartości prawdopodobieństwa awarii.



Rys. 8. Schemat wyznaczenia bieżącej wartości prawdopodobieństwa awarii.

Bieżące wyniki analizy awaryjności uwzględnia się biorąc pod uwagę:

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

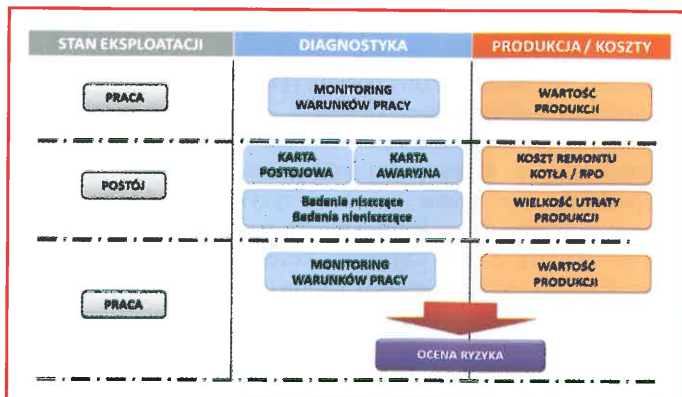
Wartość prawdopodobieństwa P, ze względu na warunki pracy koryguje się tylko wtedy, gdy rzeczywiste warunki eksploatacji (przekroczenia dopuszczalnych wartości wybranych parametrów pracy) mogą prowadzić do uszkodzenia elementu lub korekty prognozy trwałości.

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

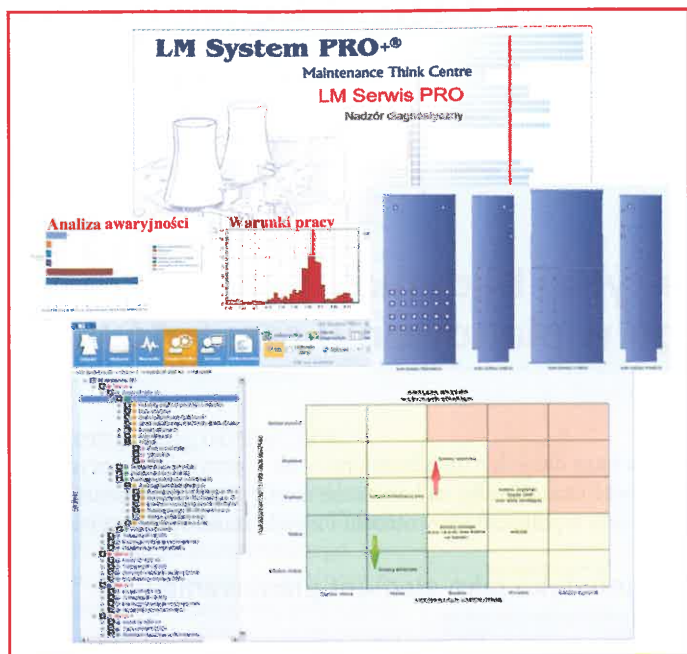
- diagnostycznych,
- remontowych

### 8. 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 rys. 9 nie tylko przetwarza duże ilości danych i informacji, ale także „w tle” dobiera wartości rankingów prawie automatycznie, analizując przebieg procesu. 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 rys. 10. Ocenę ryzyka w trybie on-line wykonuje jeden z pakietów funkcjonalnych platformy in-



Rys. 9. Ogólna koncepcja nadzoru diagnostycznego.



Rys. 10. Przykłady ilustrujące ocenę ryzyka przy wykorzystaniu platformy informatycznej LM System PRO+® [13].

formatycznej LM System PRO+® [11]. Zadanie to może być realizowane w trybie usługi SaS (*Software as Service*), co nie wymaga zakupu sprzętu, oprogramowania, licencji, etc.

## 9. 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 dokładniej prognozować trwałość.

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 zrozumianych 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 powaryjne
  - ❖ Uporządkuj dane diagnostyczne, remontowe i koszty
  - ❖ Postępując jw. będziesz wiedział „ile kosztuje problem”
- To najprostszy sposób abyś miał na remont 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. Nov. 2006.
- [9] Trzecznyński J., Murzynowski W., Stanek R.: „Analiza ryzyka jako wsparcie utrzymania stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni” Dozór Techniczny 2012, Nr 4
- [10] Sturm F.A.: Anlagenmanagement. DGB PowerTech. 2012.
- [11] Trzecznyński J., Murzynowski W., Białek S.: Monitorowanie stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków energetycznych przy wykorzystaniu platformy informatycznej LM System PRO+®. Dozór Techniczny Nr 5/2011.
- [12] Dobosiewicz J.: Badania diagnostyczne urządzeń ciepłno-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 & PN/030.2910/2013: Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW. Luty 2013. Pro Novum. Katowice. Luty 2013.
- [15] Trzecznyński 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.



*Czytelnikom,  
Autorom,  
Współpracownikom  
i Sympatykom  
Dozoru Technicznego  
Życzenia wszelkiej pomyślności  
w Nowym Roku 2014  
składa Redakcja*