

Szanowni Państwo

Zaprezentowane w niniejszym Biuletynie Pro Novum artykuły zostały wygłoszone w postaci referatów na Sympozjum „Diagnostyka i remonty długo eksploatowanych urządzeń energetycznych” (Ustroń, Hotel „Belweder”, 1 – 3 października 2008 r.). Tegoroczne, dziejące już spotkanie odbywało się pod hasłem „Wydłużanie czasu pracy urządzeń energetycznych – szanse i ograniczenia”. Liczba wygłoszonych referatów, ich wysoki poziom oraz liczba uczestników przekraczająca znacznie liczbę miejsc w Hotelu „Belweder” świadczą, że tematyka Sympozjum okazała się interesująca i aktualna. Ostatnie wydarzenia w gospodarce, których dalszy przebieg trudno przewidzieć, wydają się w jeszcze większym stopniu niż w latach poprzednich ograniczać odbudowę i rozwój polskiej energetyki.

Długo eksploatowane urządzenia, które coraz większa liczba „ekspertów” od energetyki spisywała na szybką śmierć, mogą dać jeszcze szansę tym, którzy usiłują od 20 lat opracowywać realistyczny program dla polskiej energetyki. Modernizacja starych urządzeń oraz właściwe ich utrzymanie techniczne mogą o ok. 15 lat wydłużyć ich, pracę stwarzając politykom jeszcze jedną szansę na opracowanie sensownej strategii dla polskiej elektroenergetyki, a przede wszystkim nam, odbiorcom, zapewnić energię elektryczną i ciepło po rozsądnych cenach, bez potrzeby ogłaszania najwyższych stopni zasilania.

Redakcja Biuletynu Pro Novum

Jerzy Dobosiewicz

Problemy przedłużania eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni

Projektowane w latach 50. i 60. urządzenia energetyczne (kotły, rurociągi, turbiny) z uwzględnieniem wytrzymałości czasowej i zmęczenia cyklicznego były oceniane na 10^6 h.

Po przekroczeniu tego czasu dostawcy urządzeń nie gwarantowali dotrzymania normatywnych plastycznych i wytrzymałościowych charakterystyk metalu, a tym samym i niezawodnej pracy urządzeń.

Wykonane badania laboratoryjne, zebrane doświadczenia eksploatacyjne oraz badania diagnostyczne wykazały, że własności metalu po przepracowaniu 10^6 h w sposób istotny nie uległy zmianie. W związku z tym zaczęto przedłużać okres eksploatacji w całej energetyce światowej.

W celu określenia możliwości dalszej eksploatacji opracowano w USA, Rosji, Niemczech oraz krajowej energetyce instrukcje badania i przedłużania trwałości. Pierwszym okresem trwałości był tzw. czas konstrukcyjny, który wynosił 100 000 h. Wg danych literaturowych (z 2000 r.) po 30 latach eksploatacji przekroczyło ten czas 42% urządzeń licząc wg mocy i 69% licząc wg ilości jednostek – obecnie są uwzględniane czasy obliczeniowe na 250 000 h i indywidualne przekraczające tą wartość.

Obecnie w *Texas Utilities Electric Company* eksploatowane są rurociągi uruchomione w 1950 r., to znaczy, że dotychczas przepracowały ponad $2,5 \times 10^6$ h, mimo że początkowo były liczone na 1×10^6 h.

Wg danych USA uważa się, że przy obliczeniowym, konstrukcyjnym czasie 30 – 40 lat istnieje możliwość eksploatacji

jednostek ponad 80 lat, a koszt czasu pracy jednostek energetycznych wynosi 20 – 30% kosztów budowy nowego urządzenia. Natomiast wg danych holenderskich opartych na doświadczeniu bez problemów można urządzenia eksploatować ponad 3×10^6 h, a większość jednostek przekroczyło już 2×10^6 h.

Oczywiście, że przedłużanie czasu pracy nie może być nieograniczone. Istnieje jakiś przedział czasu, który określa graniczny stan urządzenia, przy którym dalsza eksploatacja jest niedopuszczalna lub niecelowa.

Większość specjalistów uważa, że graniczny czas eksploatacji jest indywidualny i zależy od następujących czynników:

- nieuwzględnionych naprężeń własnych lub powstałych dodatkowo w czasie eksploatacji,
- rozkładu naprężeń stałych i zmiennych w poszczególnych miejscach demontażu,
- temperatury eksploatacji podwyższonej lub obniżonej w stosunku do obliczeniowej,
- rodzaju pracy jednostek – podstawowy lub szczytowy,
- początkowy okres obsługi związany z obiektywnymi i subiektywnymi czynnikami,
- wpływu środowiska, np. korozji,
- możliwości istnienia nieuwzględnionych w czasie projektowania mechanizmów niszczenia metalu, np. korozji naprężeniowej i zmęczeniowej),
- własności metalu różniących się od średnich podanych w normach.

W celu ustalenia czasu granicznego stanu metalu jednostek energetycznych należy określić zespół kryteriów oceny. Tego rodzaju kryteria zależą z kolei od warunków eksploatacji oraz mechanizmów uszkodzenia, które zależą od takich zjawisk, jak:

- pęczanie,
- zmęczenie,
- korozja,
- erozja

oraz ich różnorodnych kombinacji.

Dlatego należy:

- ocenić realne – rzeczywiste warunki eksploatacji za cały okres wykorzystania urządzenia,
- wykonać ponowne obliczenia wytrzymałościowe na podstawie sprawdzonych danych eksploatacyjnych oraz rzeczywistych wymiarów,
- sprawdzić stan obecny wykorzystując badania diagnostyczne,
- zastosować badania diagnostyczne:
 - oględziny,
 - repliki,
 - ultradźwięk,
 - radiografia,
 - magnetyczne,
 - penetracyjne,
 - badania niszczące.
- ocenić stopień wyczerpania i postawić diagnozę, a następnie prognozę.

Na podstawie obliczeń i praktyki należy wytypować najbardziej wyczerpane części elementów krytycznych, a następnie ocenić ich stan badaniami diagnostycznymi.

Grubość ścianki niekoniecznie jest parametrem limitującym trwałość elementów (tab. 1). Na bloku istnieją różne grubościennymi elementy, np. walczaki, komory, kadłuby, zawory szybkozamykające, których stopień wyczerpania trwałości przy tym samym czasie eksploatacji może być różny. Wyróżnia to szczególnie rurociągi wysokoprężne od wymienionych elementów ze względu na długość różnorodność kształtów poszczególnych części składowych (kształtki, kolana, kadłuby itp.), które nawet w granicach jednego rurociągu mogą mieć różne grubości. Dlatego tak istotne jest porównywanie obliczeniowych i rzeczywistych grubości ścianek, może to w sposób istotny zmienić dalszą przydatność.

Modne ostatnio są różnego rodzaju liczniki stopnia wyczerpania, jednakże są mało przydatne dla dokonania oceny przyrostu wyczerpania elementów grubościennymi, albowiem:

- miejsca pomiaru parametrów, a szczególnie temperatury nie są miejscami krytycznymi,
- brak danych z okresu przed wprowadzeniem pomiarów,
- brak danych rzeczywistych dotyczących geometrii elementów, a tym samym panujących naprężeń.

Własności metalu i naprężeń odbiegające od podawanych w normach i użytych do obliczeń trwałości, a szczególnie od zmęczenia w środowisku agresywnym są mało przydatne, ponieważ reguły jednoczesnego działania i sumowania tych czynników na metal są bardzo złożone i niedostatecznie rozeznane.

Obecnie wiadomo, że zasada liniowego sumowania niszczenia jest niewłaściwa, albowiem rzeczywista zależność współdziałania wymienionych czynników jest bardzo złożona,

co obniża wiarygodność różnych programów oceny zużycia, szczególnie w przypadku występowania zmęczenia korozyjnego.

Określenie stanu zużycia po pewnym okresie eksploatacji umożliwia postawienie prognozy o dalszym niezawodnym czasie użytkowania, a zwłaszcza umożliwia ocenę ryzyka prawdopodobieństwa powstania uszkodzenia w tym okresie.

Duża część urządzeń energetycznych, bądź ich części, ulega uszkodzeniom na skutek działania niszczących zjawisk, które mają charakter deterministyczny. Jednak deterministyczne podejście nie jest wiarygodne z punktu widzenia analizy niezawodności. Dlatego celowe jest wprowadzanie metod oceny, która uwzględniałaby losowy charakter uszkodzeń eksploatacyjnych i konstrukcyjnych określonych przez odpowiednie rozkłady naprężeń i wytrzymałości. Jeżeli oba rozkłady są określone, to istnieje możliwość wyznaczania prawdopodobieństwa uszkodzenia elementu.

Dla takich urządzeń lub ich elementów można ustalić związek między intensywnością uszkodzeń (liczbą uszkodzeń) a ich stanem technicznym i okresem eksploatacji. Intensywność uszkodzeń określonych elementów urządzenia wyraża wzór:

$$H(\tau) = \frac{\Delta n}{N \Delta \tau} \geq 0 \quad (1)$$

gdzie:

Δn – liczba elementów uszkodzonych,

N – liczba elementów nieuszkodzonych w czasie τ .

Zależność liczby uszkodzeń od czasu eksploatacji, dla wielu rodzajów i typów uszkodzeń, charakteryzuje się określoną prawidłowością.

Ocenę ryzyka dalszej przydatności można ustalić na drodze statystycznej. Metody probabilistyczne znalazły duże zastosowanie w sektorze ubezpieczeniowym oraz w technice. Metoda oceny ryzyka składa się z zakresu (znaczenia) uszkodzenia oraz częstotliwości występowania zgodnie z poniższym wzorem:

$$R = S \cdot H \quad (2)$$

gdzie:

R – ryzyko,

S – zakres (znaczenie) uszkodzenia,

H – częstotliwość występowania.

Naprężenia i wytrzymałość w wyniku różnych grubości wynikających z tolerancji hutniczych mogą zachodzić na siebie w procesie degradacji. Ryzyko jest wynikiem różnicy częstości rozkładu naprężeń, a zakres bezpieczeństwa powstania uszkodzenia jest średnią wartością 1S. Pole między zachodzeniem na siebie częstości rozkładu obu parametrów – pole ryzyka – z czasem eksploatacji rośnie i jest niemożliwe ustalenie ściśle określonego czasu uszkodzenia.

Ponieważ częstotliwość uszkodzenia H ma charakter statystyczny, to R również staje się wielkością statystyczną. Ryzyko może być stosowane do całego urządzenia lub jego pojedynczych części (jak np. w kotle do komór), kiedy określane jest jednym procesem niszczenia (np. pęczaniem). Taki element należy traktować jako krytyczny dla całego urządzenia. Częstotliwość H powinna być oparta na znanych wartościach średnich, np. z literatury lub z doświadczenia personelu technicznego.

Najczęściej występują uszkodzenia korozyjne i korozyjno-naprężeniowe, jednak znaczenie ich skutków może być niskie. Mniejsze prawdopodobieństwo wystąpienia uszkodzeń można przypisać uszkodzeniom spowodowanym pełnieniem, ale ich skutki są groźne, gdyż tego rodzaju uszkodzenia są nienaprawialne, porażone elementy powinny być wymienione. W praktyce z powyższych względów do oceny ryzyka uszkodzenia bierze się pod uwagę degradację pełzaniową. Wszystkie uszkodzenia przyczyniają się do wzrostu awaryjności urządzenia.

Charakterystyka wzrostu jest zależna od rodzaju procesu niszczenia. Miarą procesu może być zależność od czasu i wartości naprężenia.

Przedsięwzięcie określonych czynności remontowych występuje w przypadku osiągnięcia granicy specjalnego nadzoru. Istnieje określona wielkość zmiany stanu Δs między granicą specjalnego nadzoru a granicą uszkodzenia, w którym czas pozwala na wykonanie wymaganych remontów czy modernizacji. Sprawdzanie stanu można wykonywać w sposób ciągły (parametry eksploatacyjne) z dużym przybliżeniem lub okresowym badaniem diagnostycznym.

W ramach dowolnego programu optymalizacji okresu eksploatacyjnego można stosować różne podejście dla kontynuacji eksploatacji bloku:

- totalna regeneracja, wykorzystanie pierwszego dłuższego postoju dla poprawienia remontu lub modernizacji elementów istotnych dla przedłużenia eksploatacji,
- stopniowa wymiana, naprawy, modernizacje zaplanowane w dłuższym okresie.

Powinny być opracowane projekty przedłużania i koncentracja na gromadzeniu danych dotyczących elementów krytycznych i wpływowych (tab. 1).

Tabela 1

Rodzaje typowych elementów składowych

Elementy krytyczne	Elementy wpływające
Wytwornica pary	
Walczaki Komory przegrzewaczy Komory ekranów Komory podgrzewacza wody Główne rurociągi parowe	Rury przegrzewaczy Rury parownika Gazociągi Odpylacze Układ transportu popiołu
Turbina	
Wirnik Zawory regulacyjne Komora zaworowa	Łopatki Skrzynki dyszowe Obudowa i korpusy
Generator	
Wał wirnika Uzwojenia stojana Izolacja stojana Kołpaki	Wzmocnienia uzwojenia stojana

Elementy krytyczne to takie:

- których awaria może zagrażać bezpieczeństwu elektrowni,
- które mogłyby spowodować długotrwały wymuszony postój,
- które wymagają długiego czasu produkcji,
- którego naprawa lub wymiana pociąga za sobą znaczne koszty.

Elementy wpływowe to takie:

- których awaria nie spowoduje długotrwałego postoju,
- którego awaria nie zagraża bezpieczeństwu elektrowni,
- który jest charakterystyczny dla danego bloku.

Kluczem do oceny pozostałego okresu eksploatacyjnego jest ocenianie stanu elementu. W ramach tego podejścia należy stopniowo przeprowadzać kolejne oceny, gdy dany element nie wykazuje pożądanego okresu trwałości wg uprzednio opracowanych kryteriów oceny.

Wszelkiego rodzaju oceny pozostałego okresu eksploatacyjnego wymagają znajomości:

- stopnia aktualnego uszkodzenia elementu,
- prędkości narastania uszkodzeń,
- stopnia uszkodzenia niezbędnego dla spowodowania awarii.

Analizy trwałości muszą dostarczyć następujących danych:

- szacunkowe oceny trwałości,
- parametry eksploatacyjne, które należy kontrolować lub ograniczyć,
- zalecana data wymiany,
- stopień ryzyka wystąpienia uszkodzenia.

W ramach wszystkich działań nad przedłużeniem okresu eksploatacyjnego istnieje konieczność opracowania systemu wspomagającego podejmowanie decyzji.

System ten powinien:

- gromadzić informacje o trwałości resztkowej,
- zapewnić strukturę gromadzenia danych,
- umożliwić opracowanie harmonogramu realizacji zadań obejmujących:
 - kontrole,
 - badania,
 - naprawy,
 - wymiany,
- opracować obliczenia kosztów przedłużonej eksploatacji (paliwo, wymiana itp.).

Programy przedłużania okresu trwałości nie są wolne od ryzyka i wymagają:

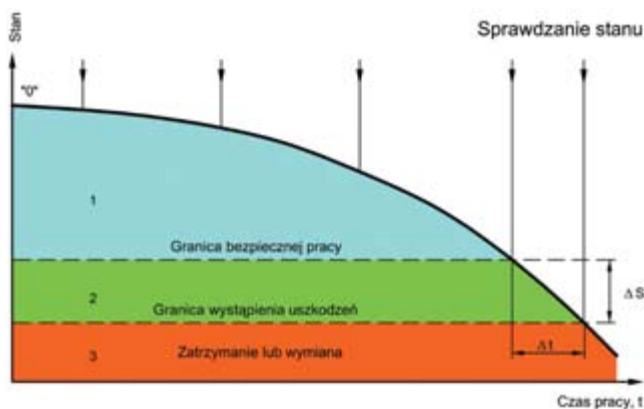
- analizy ekonomicznej – spodziewane powstanie kosztów w przyszłości,
- utrzymania odpowiedniego poziomu dyspozycyjności,
- rozważenia aspektów związanych z przepisami prawnymi – brak ewentualnej zgodności z wymaganiami środowiska.

Podsumowanie

Obliczone wartości stopnia wyczerpania i ryzyka powstania uszkodzenia w okresie międzyremontowym nie są dokładne i mieszczą się w pasmie rozrzutu o szerokości $\pm 20\%$. Wynika to z danych materiałowych znajdujących się w odpowiednich normach oraz stosowanych do obliczeń metod probabilistycznych. Wobec powyższego wskazane jest sprawdzenie stanu urządzenia przez wykonanie badań diagnostycznych. Dlatego elementy oceniane powinny być poddane przeglądom i badaniom nieniszczącym.

Dane	Poziom I ryzyko $R < 4$	Poziom II $4 < R < 6$	Poziom III $6 < R < 7$
Historia eksploatacji	zapisy i protokoły elektrowni	zapisy i protokoły elektrowni	zapisy i protokoły elektrowni
Wymiary	nominalne	pomierzone lub nominalne	pomierzone
Stan techniczny	nominalne	wyniki kontroli	wyniki szczegółowej kontroli
Temperatury i ciśnienia	projektowe	eksploatacyjne	pomierzone
Naprężenia	projektowe	proste obliczenia	złożone analizy
Własności materiałowe R_z	minimum wg normy	minimum wg normy	własności rzeczywiste
Pobór próbek	nie	nie	tak

Zakresy stosowanych przeglądów pomiarów i badań koniecznych dla dokonania wiarygodnej oceny stanu w zależności od poziomu ryzyka podano w tabeli 2 oraz na rysunku 1.



Rys. 1. Stan techniczny urządzenia w funkcji czasu eksploatacji

Ogólne zasady kontroli stanu:

- 1 – poziom bezpiecznej pracy (stan eksploatacyjny),
 - 2 – poziom wystąpienia uszkodzeń, 3 – poziom wymiany,
- Δt – czas, w którym należy przygotować wymianę
 Δs – stan sygnalizujący o konieczności dokonania wymiany

Uwagi

Jeżeli trwałość jednego z elementów jest wyczerpana w czasie krótszym niż spodziewany obliczeniowy dopuszczalny czas pracy dla całego urządzenia, to najekonomiczniej będzie wymienić ten element na identyczny lub naprawić (rewitalizacja) pod warunkiem, że naprawa jest możliwa, a jej realizacja przedłuży czas co najmniej do wartości oczekiwanej.

Wymiana elementów na nowe powinna być stosowana wtedy, gdy elementów tych jest dużo. Naprawa jest opłacalna, jeżeli wymagane koszty naprawy są mniejsze od kosztów elementu nowego, a trwałość elementu naprawianego nie skróci trwałości oczekiwanej całego urządzenia.

Większą trwałość i sprawność całego urządzenia może zapewnić zastosowanie lepszych materiałów, nowych rozwiązań konstrukcyjnych i technologii. Ma to sens wtedy, gdy trwałości pozostałych niewymienionych lub zmodernizowanych elementów są na tyle korzystne, że całe urządzenie będzie można eksploatować tak długo, aż zmodernizowany zostanie amortyzowany. Jeżeli wyczerpanie trwałości jednego elementu jest jednym lub jednym z wielu powodów rozważania jego wymiany totalna wymiana może być poprzedzona oceną pozostałych elementów urządzeń. Jest ona podstawą do podjęcia decyzji o celowości takiej operacji.

Jerzy Trzeszczyński

Zdalne systemy diagnostyczne do oceny stanu technicznego urządzeń ciepło-mechanicznych elektrowni w czasie rzeczywistym

System diagnostyczny to proces złożony z logicznie ze sobą powiązanych i wykonywanych w odpowiednim czasie procedur, wykorzystujących odpowiednio dobrane metody badań, obliczeń i interpretacji wyników. Diagnostyka jest jedną z dziedzin utrzymania technicznego urządzeń, co oznacza, że występuje w pewnym otoczeniu posiadając z nim określone relacje. Proces, jakim jest diagnostyka oraz relacje z jej otoczeniem mogą być – jak prawie zawsze dotychczas – realizowane tradycyjnie, „ręcznie” oraz automatycznie z wykorzystaniem odpowiedniego oprogramowania.

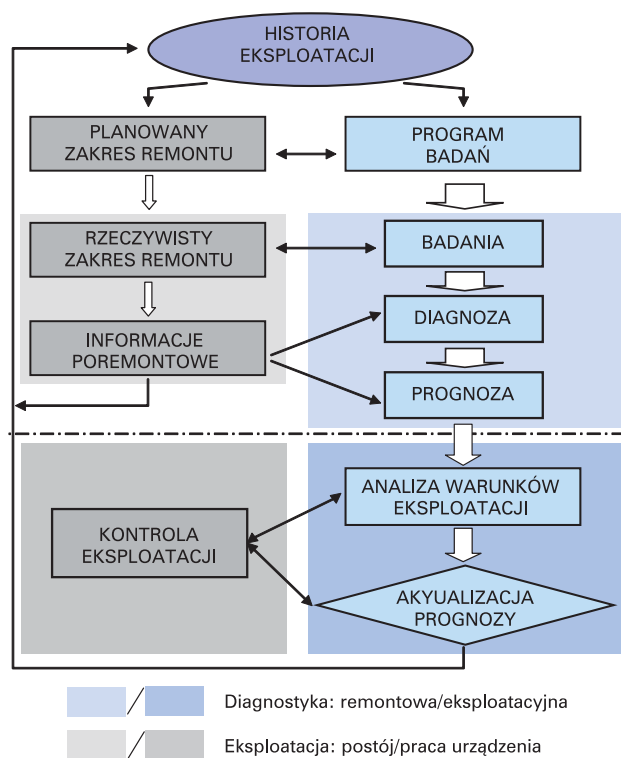
Uwzględniając fakt, że – najogólniej biorąc – diagnostyka to:

- badania i pomiary,
 - interpretacja wyników badań i pomiarów,
- „diagnostyka jest tam”, gdzie powstaje diagnoza, prognoza i zalecenia eksploatacyjne [1]. Dane wyjściowe można importować praktycznie w dowolny sposób pod warunkiem, że ich format został ujednoczony oraz że są kompletne ze względu na przyjętą metodykę.

System diagnostyczny jako proces

W najbardziej ogólny sposób system diagnostyczny można przedstawić w postaci algorytmu, jak na rysunku 1. Patrząc na schemat łatwo zauważyć, że diagnostyka to proces synchroniczny z eksploatacją i remontami. Jest on synchroniczny nie tylko w sensie czasowym. Przede wszystkim świadczy o tym, że zmiany stanu technicznego, które identyfikuje diagnostyka, muszą być powiązane z analizą:

- warunków pracy,
- wpływu czynności remontowych na trwałość.



Rys. 1. System diagnostyczny – ogólny algorytm procesu z uwzględnieniem powiązania z eksploatacją i remontem

Innymi słowy trzeba wiedzieć na ile eksploatacja urządzenia zmniejszyła jego trwałość oraz na ile spadek trwałości został odtworzony podczas remontu.

Najczęściej o tym się zapomina, niekiedy – co najgorsze – o tym nie wie, że każda prognoza żywotności (trwałości) jest warunkowa [2, 3], co oznacza, że wymaga okresowej weryfikacji (rys. 2 i 3) przede wszystkim dlatego, że:

- zawsze jest określana z jakimś błędem, często bardzo dużym, rzędu 30 – 50%,
- zależy od warunków eksploatacji.

Prognozę można weryfikować on-line w czasie rzeczywistym [1]. Prognozę **trzeba weryfikować** podczas postojów (przeглядów, remontów) urządzenia wykonując odpowiednie badania i pomiary. Weryfikacja prognozy trwałości podczas remontów różnych typów nie ma wiele wspólnego (lub nic wspólnego) z badaniami i pomiarami o charakterze remontowym.

Departamenty zarządzania majątkiem (przygotowania remontów) powinny dysponować aktualną wiedzą o stanie technicznym urządzeń, w przeciwnym przypadku trudno powiedzieć, że czymkolwiek zarządzają. Aby to osiągnąć muszą zagwarantować sobie wiedzę poprzez odpowiednie zorganizowanie badań diagnostycznych, serwisów i remontów.

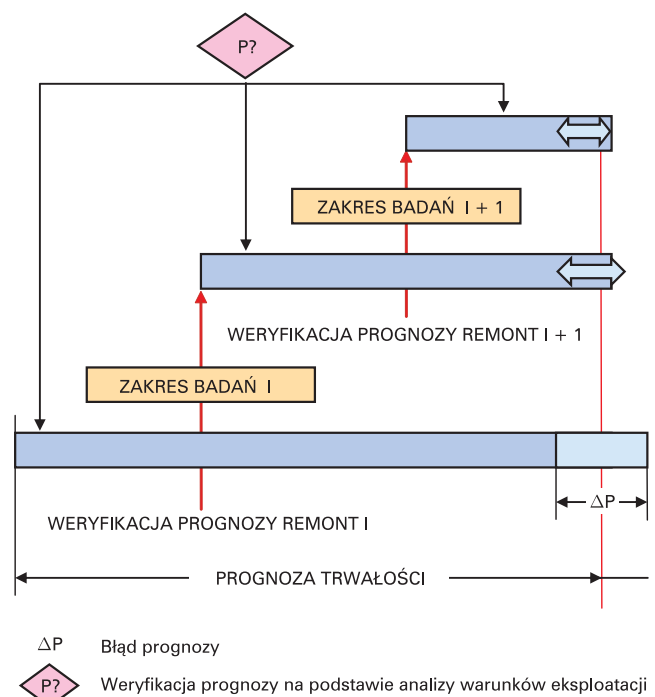
Problemy organizacyjne diagnostyki

Przyjmując, obowiązującą od pewnego czasu w elektrowniach, formułę organizacji utrzymania technicznego urządzeń energetycznych trzeba stwierdzić, że zawiera ona szereg słabości.

Konieczne do diagnozowania urządzeń informacje są rozproszone. Brak integracji bierze się nie tylko z powodu nieuświadomienia potrzeby, bardzo często taka interpretacja jest fizycznie niemożliwa ze względu na:

- nieujednolicone formaty zapisu danych i dokumentów,
- niekompletność danych,
- dominację „polityki” nad techniką, w szczególności w zakresie analizy awaryjności.

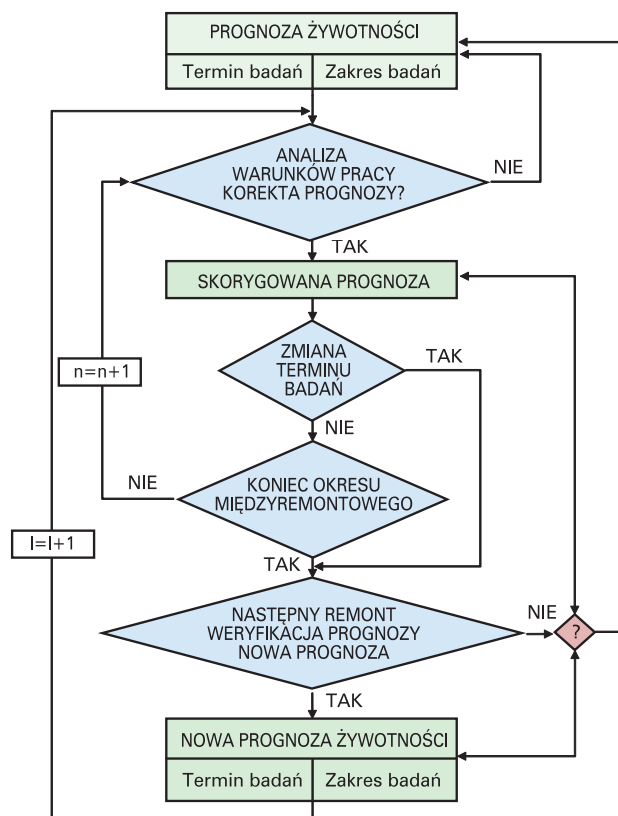
Podejście do diagnostyki jako procesu w ewidentny sposób implikuje potrzebę zastosowania oprogramowania nadającego mu ergonomiczną formę [1, 4, 5]. Najlepsze oprogramowanie nie stworzy jednak działającego systemu diagnostycznego. Zintegrowanie nawet najbardziej wyrafinowanego oprogramowania z infrastrukturą IT elektrowni nie przedstawia większych problemów. Zintegrowanie diagnostyki z pozostałymi procesami i procedurami utrzymania technicznego może okazać się barierą nie do pokonania.



ΔP Błąd prognozy

$P?$ Weryfikacja prognozy na podstawie analizy warunków eksploatacji

Rys. 2. Badania diagnostyczne podczas kolejnych remontów (wszystkich typów) jako weryfikacja prognozy trwałości (żywotności) i redukcja jej błędu



Rys. 3. Diagnostyka jako proces integrujący badania podczas postoju oraz analizę warunków eksploatacji

Diagnostyka jako zdalnie realizowany proces

Jeśli przyjąć, że bierzemy pod uwagę system wspierający wydziały zarządzania majątkiem (przygotowania remontów) to optymalnym rozwiązaniem wydaje się takie, którego ideę przedstawiono na rysunkach 4 i 5.

Jej istotne cechy to:

- systemowe zorganizowanie diagnostyki,
- selektywne, bezpieczne, udostępnianie informacji w celu rozwiązywania specjalistycznych problemów przez ekspertów o odpowiednich kompetencjach,
- możliwość wykorzystania przy organizowaniu centrów wiedzy diagnostycznej oraz maintenance'u,
- automatyzacja:
 - procesu tworzenia historii eksploatacji,

- procesów towarzyszącym relacjom, w szczególności z wykonawcami badań i remontów oraz opracowujących diagnozy, prognozy i zalecenia eksploatacyjne,
- niektórych procedur interpretacji danych,
- tworzenia raportów, zestawień tematycznych i udostępniania wiedzy.

Przy dzisiejszej wydajności systemów komputerowych oraz szybkości transmisji danych występują tylko dwa poważne problemy wymagające rozwiązania:

- stworzenie systemu diagnostycznego, który może być zarządzany przez program komputerowy,
- posiadanie grupy ekspertów, którzy dysponując zdalnym dostępem do potrzebnych informacji potrafią je interpretować i wyciągać wnioski w formie diagnoz, prognoz i zaleceń eksploatacyjnych.

W zależności od konkretnych potrzeb można sobie wyobrazić dowolnie skonfigurowany system [1, 6]. Uwzględniając obecne realia optymalny wydaje się system, który w elektrowni posiada hurtownie danych wszystkich typów i udostępnia je w selektywny sposób tym, którzy potrafią z nich wyciągnąć praktycznie użyteczne wnioski [3, 6]. Część systemu zlokalizowana w elektrowni powinna także integrować źródła danych oraz administrować dostępem.

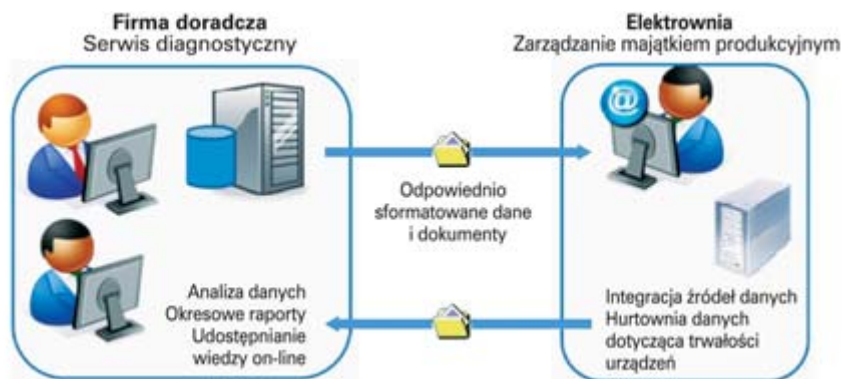
Podsumowanie i wnioski

Niezależnie od nazwy i rzeczywistych założeń technicznych strategii utrzymania, jej fundamentem musi być profesjonalny system diagnostyczny. System diagnostyczny to coś więcej niż diagnostyka, podobnie jak diagnostyka to zupełnie coś innego (znacznie więcej) niż badania.

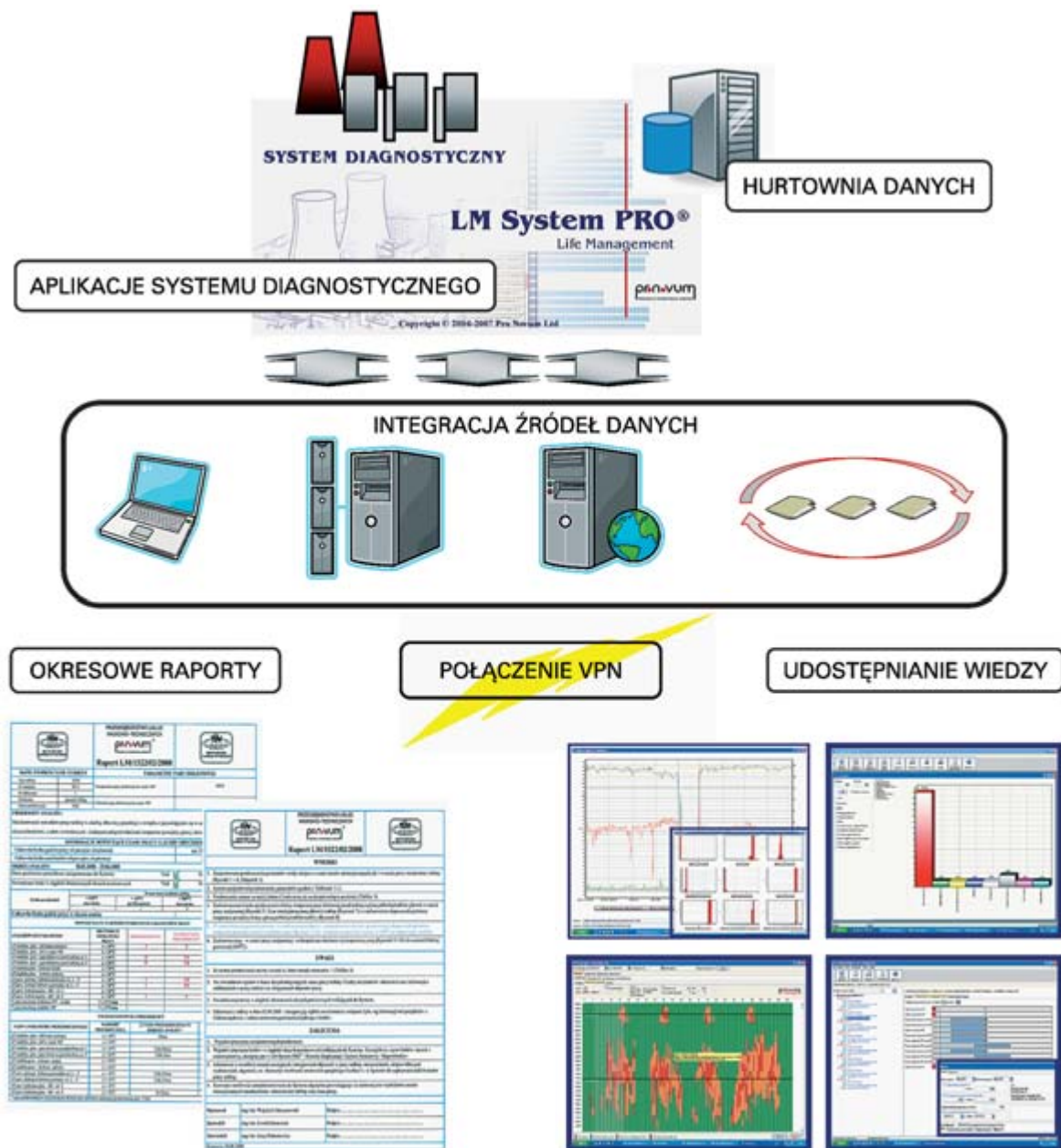
Jej wyjątkowo ważna rola w procesie utrzymania technicznego urządzeń bierze się stąd, że jest jedynym źródłem wiedzy o stanie technicznym urządzeń. Na ile źródłem wiedzy pełnej i aktualnej, to wynika ze sposobu jej wykonywania.

Wartością dodaną diagnostyki zorganizowanej systemowo, tj. jako procesu zsynchronizowanego z eksploatacją i remontami, jest możliwość zarządzania nią przy pomocy programu komputerowego. Daje to nie tylko korzyść pod względem komfortu pracy, przede wszystkim jednak obiektywizuje proces planowania i interpretacji oraz pozwala ją realizować w trybie zdalnym.

System diagnostyczny w tej postaci to jego najbardziej zaawansowana forma. Pozwala udostępniać swoje zasoby każdemu, kto potrafi wykorzystać je najlepiej.



Rys. 4. Wykorzystanie formuły outsourcingu do wykonywania serwisu diagnostycznego wspierającego pracę wydziałów zarządzania majątkiem produkcyjnym



Rys. 5. Koncepcja zdalnego systemu diagnostycznego w aktualnie zrealizowanej wersji

Zapewnia możliwość rzeczywistej pracy grupowej przy najmniejszych kosztach. Jego zaawansowane wersje mogą wykonywać wiele funkcji w trybie automatycznym, łącznie z interpretacją wyników i planowania badań.

LM System PRO® oferowany przez Pro Novum od kilku lat pozwala wykonywać diagnostykę w formie systemowej i zdalnej. Dotychczasowe doświadczenia przy jego wdrażaniu wskazują, że może być atrakcyjnym narzędziem wszędzie tam, gdzie strategie optymalizujące (nie redukujące!) nakłady na utrzymanie nie są traktowane wyłącznie jako hasło. Największe trudności przy jego wdrażaniu mają charakter nie techniczny, a organizacyjny. Bariery tę można pokonać lub znacznie zmniejszyć wdrażając System stopniowo, rozpoczynając od wybranych urządzeń lub/i rozwiązywania niektórych ważnych problemów, np. organizując – z prawdziwego zdarzenia – analizę awaryjności urządzeń.

Literatura

- [1] Trzeczcyński J.: Diagnostyka on-line urządzeń ciepłomechanicznych elektrowni. Biuletyn Pro Novum Nr 1/2008. *Energetyka* 2008, nr 4
- [2] Dobosiewicz J.: Badania diagnostyczne urządzeń ciepłomechanicznych w energetyce. Część I i II. Biuro Gamma. Warszawa 1998/1999
- [3] Trzeczcyński J.: Kiedy diagnostyka przynosi korzyści? Biuletyn Pro Novum Nr 3/2007. *Energetyka* 2007, nr 12
- [4] Sturm F. A.: Efficient Operations. Intelligent Diagnosis and Maintenance. *VGB Power Tech.* 2003
- [5] Georg E. W., Sturm F. A.: The Environment for Plant Management, Monitoring and Maintenance. *VGB Power Tech.* 2003, nr 9
- [6] Sprawozdanie Pro Novum Nr LM/1522/01/2008

Modernizacje rurociągów pary świeżej w układzie kolektorowym zwiększające elastyczność eksploatacyjną i zapewniające oczekiwaną trwałość

Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną i parę technologiczną wymusza na energetyce działania związane z zapewnieniem coraz większej dyspozycyjności przy określonej trwałości. Dla elektrowni i elektrociepłowni posiadających kolektorowy układ rurociągów pary dochodzi jeszcze jeden czynnik pomagający zwiększyć lub zapewnić oczekiwaną dyspozycyjność – duża elastyczność eksploatacyjna.

Na przykładzie elektrowni zawodowej i elektrociepłowni przemysłowej pokazano koncepcje rozwiązania wyżej przedstawionego zadania.

Postulat oczekiwanej trwałości zrealizowano poprzez wymianę tych elementów krytycznych, które były najsłabszym ogniwem.

Postulat możliwie dużej dyspozycyjności rozwiązano na drodze:

- pełnej diagnostyki technicznej, która pozwala na opracowanie zakresu i harmonogramu kolejnych remontów zgodnie z rzeczywistymi potrzebami,
 - zwiększenia elastyczności układu kolektorowego gwarantującej dostarczenie pary do najistotniejszych odbiorników.
- Jedna z zaprezentowanych koncepcji powstała tylko w sferze studialnej, druga natomiast jest realizowana.

Wprowadzenie

Kolektorowe układy rurociągów parowych są z założenia rozwiązaniem o większej elastyczności eksploatacyjnej niż rozwiązanie blokowe, dość powszechnie stosowane w energetyce zawodowej. Duża elastyczność eksploatacyjna – możliwość różnych konfiguracji połączeń kotłów i turbin – okupiona jest większą ilością odcięć, a co za tym idzie większą ilością potencjalnych miejsc występowania usterek.

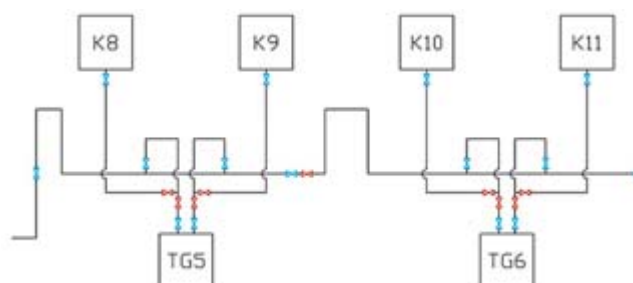
Odrębnym problemem dla kolektorowego układu rurociągów jest możliwość skutecznego odstawienia części układu dla celów remontowych lub diagnostycznych.

Biorąc powyższe pod uwagę można stwierdzić, że optymalnie zaprojektowany kolektorowy układ rurociągów parowych to taki, który jeszcze gwarantuje elastyczność połączeń, a już minimalizuje ilość potencjalnych źródeł awarii.

Elastyczność eksploatacyjna

Mała elastyczność połączeń pomiędzy kotłami i turbinami przy bardzo ograniczonej możliwości skutecznego odstawienia fragmentów układu dla potrzeb remontowych skłoniło jedną z elektrowni do podjęcia prac nad modernizacją eksploatowanego kolektorowego układu rurociągów.

Schemat funkcjonalny układu kolektorowego (rys. 1) pokazuje wyraźnie wykazane wyżej mankamenty istniejącego rozwiązania.



Rys.1. Schemat funkcjonalny rurociągów; zasowy niebieskie – stan do 2007 roku, zasowy niebieskie i czerwone – proponowane rozwiązanie

Powyższy problem zaproponowano rozwiązać dwuwariantowo [1].

Wariant I - zwiększenie elastyczności połączeń i rozszerzenie możliwości skutecznego odstawień.

Wariant II - pełna elastyczność połączeń z możliwością skutecznego odstawień części.

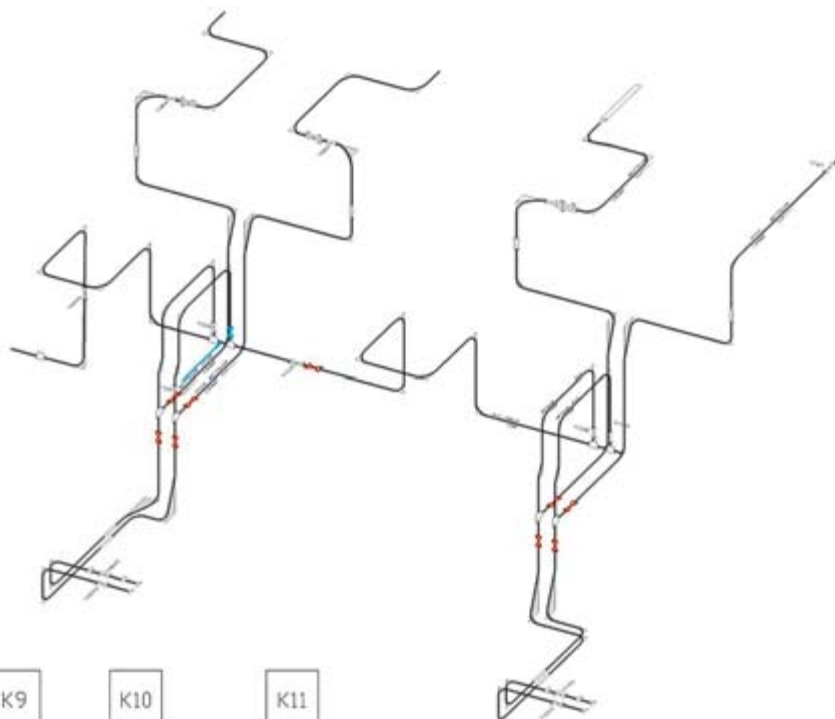
Realizacja wariantu I wiąże się ze zwiększeniem ilości odcięć przy równoczesnej wymianie wyeksploatowanych kolan na nowe. Schemat funkcjonalny (rys. 1) pokazuje znaczny wzrost możliwości połączeń pomiędzy kotłami a turbinami oraz pokazuje możliwość skutecznego odstawień części układu kolektorowego.

Na rysunku izometrycznym pokazano rozmieszczenie nowych zasów na rurociągach układzie kolektorowym (rys. 2).

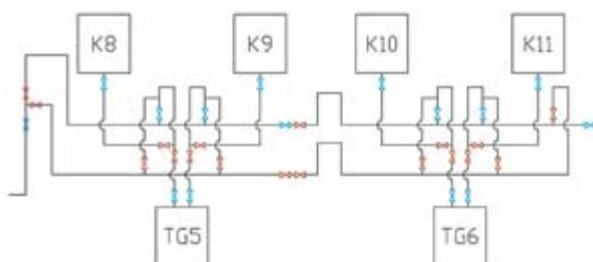
Realizacja Wariantu II to pełne rozszerzenie możliwości połączeń kotłów i turbin przy bardzo dobrym rozwiązaniu remontowym. Tak postawione zadanie można było rozwiązać tylko proponując dodatkowy układ kolektorowy. Taki układ od strony schematu funkcjonalnego praktycznie nie stwarza kłopotów (rys. 3), natomiast dołożenie drugiej nitki kolektora w istniejącą strukturę elektrowni jest już nie lada wyzwaniem.

Prace studialne rozpoczęto od wykonania geodezyjnych pomiarów wolnej przestrzeni do dyspozycji, których wynik przedstawiono na rysunku 4. Na bazie trójwymiarowego modelu obszaru elektrowni, w którym miał być prowadzony kolektor, wytyczono jego trasę, a następnie wykonano wirtualny model dwunitkowego kolektora wraz ze wszystkimi połączeniami (rys. 5).

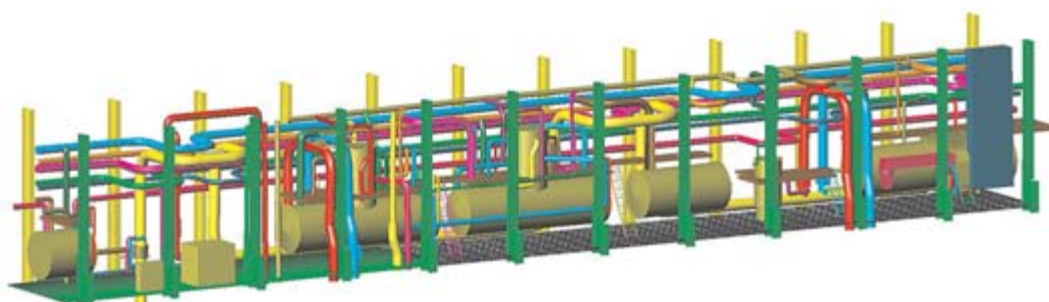
Rys. 2.
Rozmieszczenie nowych
(dodatkowych) zasuw
dla wariantu I



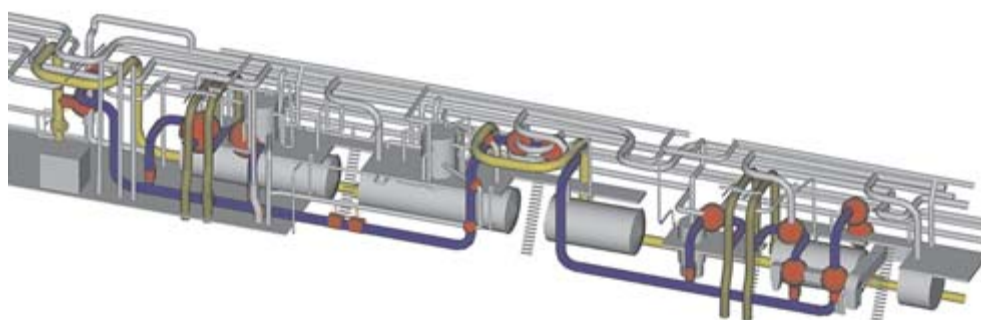
Rys. 3.
Schemat funkcjonalny
dwunitkowego
układu kolektorowego



Rys. 4.
Plastyczny model
obszaru elektrowni,
w który należy
wkompnować
nowy dwunitkowy
kolektor



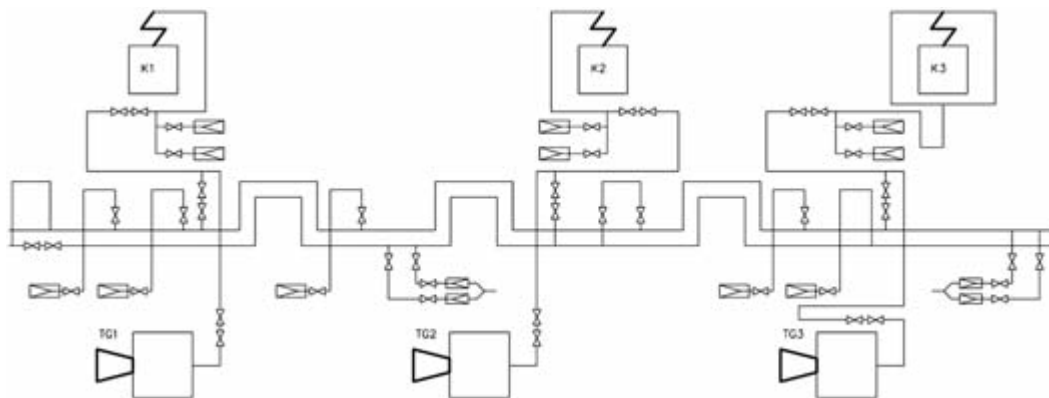
Rys. 5.
Propozycja trasy
dwunitkowego
układu
kolektorowego



Widać wyraźnie, że pomimo bardzo dużego upakowania jest możliwe zabudowanie dwunitkowego układu kolektorowego o zakładanej elastyczności eksploatacyjnej. W tym przypadku kolektor powinien być wykonany wyłącznie z nowych elementów.

Zapewnienie oczekiwanej trwałości

Długotrwała bezpieczna eksploatacja dobrze zaprojektowanego kolektorowego układu rurociągów (rys. 6) wymaga dobrego, długofalowego programu badań i pomiarów diagnostycznych.



Rys. 6. Schemat funkcjonalny dwunitkowego układu kolektorowego rurociągów pary świeżej

Analiza wyników badań diagnostycznych, połączona z obliczeniami stopnia wyczerpania trwałości prowadzonymi na podstawie rzeczywistych grubości ścianki i owalizacji kolan, pozwala na dokładną ocenę stanu technicznego rurociągu.

Ponieważ do wymiany zakwalifikowano około 20% elementów, a ich rozproszenie na rurociągach jest znaczne (rys. 7) biorąc pod uwagę krótki, bo dwutygodniowy czas odstawienia kolektorów, pracę związano z wymianą podzieloną na dwa etapy o podobnym zakresie ilościowym.

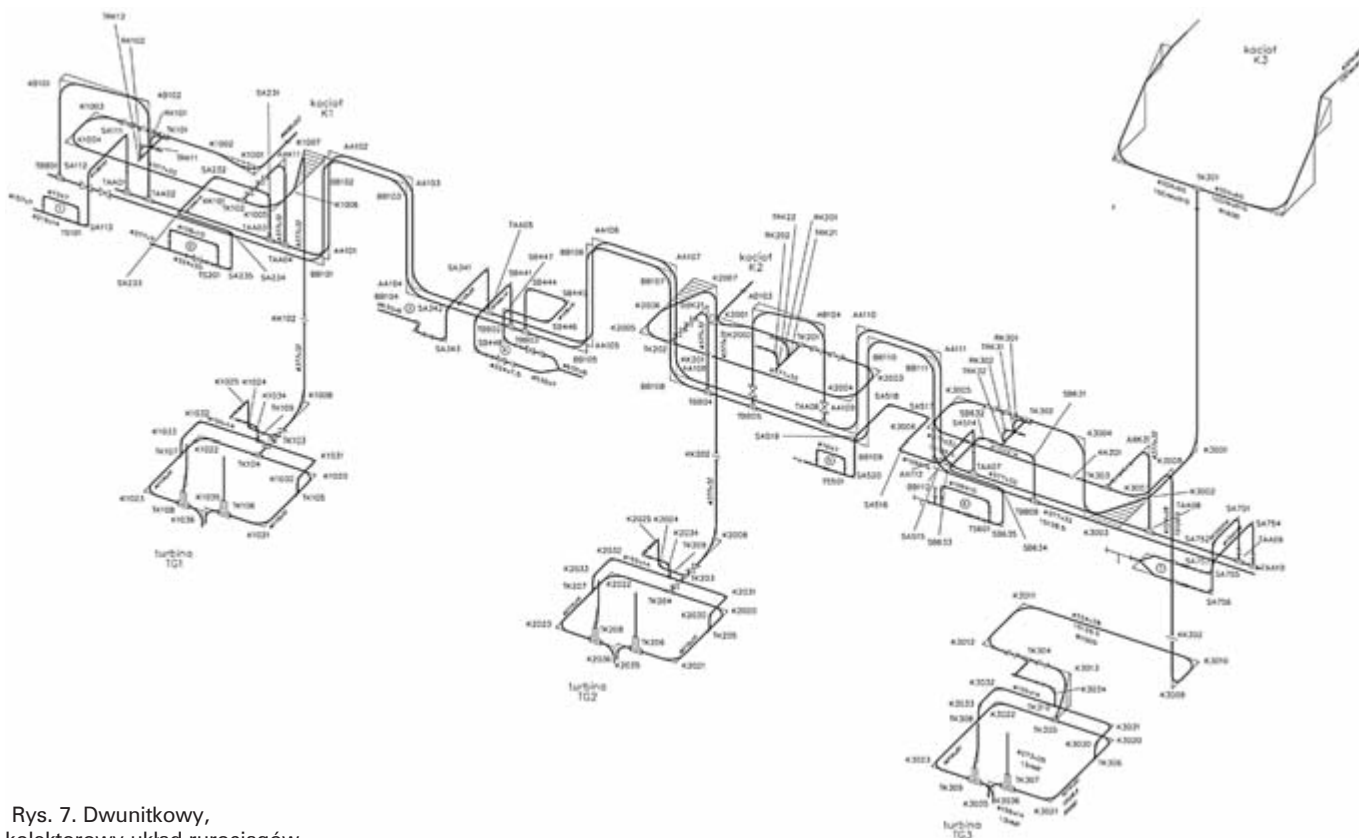
Etap I – to prace na rurociągach pierwszej nitki kolektora i ten etap został zrealizowany w lipcu 2008 r. [6 – 8].

Etap II – to prace na rurociągach drugiej nitki kolektora – planowany na 2009 rok.

Podsumowanie

Sprostanie coraz większemu zapotrzebowaniu na energię elektryczną jest dla energetyki zadaniem trudnym i bez budowy nowych źródeł niemożliwym do realizacji. Niemniej do czasu uruchomienia nowych bloków istnieje możliwość utrzymania czy nawet zwiększenia dyspozycyjności eksploatacyjnej długo eksploatowanych, konwencjonalnych źródeł energii.

Zaprezentowane w niniejszym artykule i sprawdzone w wieloletniej praktyce *Pro Novum* sposoby podejścia do problemu są tego najlepszym dowodem. Pierwszy z omawianych przykładów, niestety z przyczyn niezależnych od *Pro Novum*, został zrealizowany tylko jako odtworzenie stanu istniejącego, bez istotnych modernizacji.



Rys. 7. Dwunitkowy, kolektorowy układ rurociągów

Drugi z omawianych przykładów jest zrealizowany zgodnie z przyjętym planem, a pierwszy etap modernizacji oddany został do eksploatacji w lipcu 2008 roku.

Literatura

- [1] Brunné W., Pizon E., Cesarz M.: Koncepcja techniczno-ekonomiczna modernizacji i wymiany kolektora III etapy rurociągu pary świeżej. Sprawozdanie *Pro Novum* nr 21.1829/2006
- [2] Brunné W.: Ocena stanu technicznego rurociągów pary świeżej. Sprawozdanie *Pro Novum* nr 77. 1751/2005
- [3] Brunné W.: Ocena stanu technicznego rurociągów pary świeżej w obrębie kotła K-1 i turbiny TG-1. Sprawozdanie *Pro Novum* nr 77. 2036/2007
- [4] Brunné W.: Ocena stanu technicznego rurociągów pary świeżej od zasuw DN350 do spoiny obwodowej pod kolanem BB104. Sprawozdanie *Pro Novum* nr 121. 2080/2007

- [5] Pizon E.: Analiza wytrzymałościowa rurociągów pary świeżej. Sprawozdanie *Pro Novum* nr 150. 2109/2007
- [6] Brunné W.: Wydłużenie czasu pracy rurociągów pary świeżej. Sprawozdanie *Pro Novum* nr 62. 1870/2006
- [7] Brunné W., Szczucki J., Pizon E., Cesarz M.: Modernizacja rurociągów pary świeżej w zakresie opracowania projektu technicznego wymiany elementów krytycznych. Sprawozdanie *Pro Novum* nr 160. 2119/2007
- [8] Brunné W., Szczucki J., Pizon E., Cesarz M.: Dokumentacja powykonawcza wymiany elementów krytycznych w rejonie kolektora nr 1. Sprawozdanie *Pro Novum* nr 90. 2214/2008



Jerzy Trzeszczyński, Krzysztof Słota

Serwis pogwarancyjny – optymalna strategia utrzymania technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni

Dzisiaj podstawowym przedmiotem zainteresowania, planów, a najbardziej marzeń jest budowanie nowych bloków energetycznych lub co najmniej nowych urządzeń. Utrzymanie stanu technicznego urządzeń istniejących jest problemem zdecydowanie drugorzędny, niektórzy nawet głoszą pogląd, że „...nie jest w ogóle problemem”. Poglądy liberalizuje się tylko wtedy, gdy mowa ...o nakładach na utrzymanie.

Wtedy najczęściej sięga się po „strategię” najprostszą: ma kosztować jak najtaniej, najlepiej mniej niż w roku poprzednim, jeśli więcej to o wskaźnik inflacji. Podejście to należy umieścić na tle procesów, które systematycznie zachodzą w krajowej energetyce, tj.:

- redukcja zatrudnienia w działach zajmujących się utrzymaniem technicznym, a w skrajnym przypadku zmierzającą do ich likwidacji, z realizacją utrzymania w trybie outsourcingu,
- systematycznie rosnąca polaryzacja interesów dostawcy urządzenia, dostawcy serwisu, użytkownika urządzenia i odbiorcy energii,
- widoczne dążenie dostawców urządzeń do całkowitego skonsumowania korzyści zarówno na etapie dostawy jak i jego serwisu.

Znamienne w tym zakresie są aktualne poglądy przedstawicieli *RWE Power AG* [1], którzy w dość emocjonalnej formie informują, że ceny i warunki serwisu nowych urządzeń stają się nie do przyjęcia nawet dla tak silnej ekonomicznie grupy energetycznej, jaką jest *RWE*. Pogoń za dobrym efektem finansowym prowadzi często do przesady, pogoń za bardzo dobrym wynikiem ekonomicznym może prowadzić nawet do absurdu.

W zakresie strategii technicznej od wielu lat trwają prace i towarzyszą im nadzieje na systemowe zorganizowanie utrzymania integrującego:

- badania,
- remonty,
- kontrolę eksploatacji.

Najwięcej energii poświęca się strategii opartej na analizie ryzyka (RBM) oraz analizie niezawodności (RCM). Najmniejszą popularnością cieszy się strategia CBM oparta na analizie bieżącego stanu technicznego. Trochę szkoda, bo wydaje się ona punktem wyjścia do wdrażania pozostałych strategii oraz zapewnia ewidentną korzyść, tj. możliwość wdrożenia strategii remontów warunkowych, o których od kilku lat się mówi i ...tylko mówi.

Serwis dostawcy urządzeń – zalety i wady

Teoretycznie rzecz biorąc wszystkie atuty znajdują się po stronie dostawcy urządzeń (dokumentacja, technologie remontowe, zoptymalizowany system monitorowania warunków pracy). Są też jednak istotne mankamenty:

- wysoka (często bardzo wysoka) cena,
- trudność zawarcia symetrycznych pod względem prawnym umów wieloletnich.

Strategie dostawców coraz bardziej wspierane, w ostatnim okresie, przez firmy ubezpieczeniowe są proste ...i mogą być groźne dla użytkownika [1]. Na ogół opierają się na poniższych „zasadach”:

- zapłać jak najwięcej za nasz produkt,
- jeśli jego użyteczność jest znacznie mniejsza niż oferowana, to skorygujemy ją na drodze odpłatnej modernizacji,

- korzystaj tylko z naszego serwisu, a więc płać za niego tyle, ile żądamy,
- jeśli poziom techniczny serwisu Ci nie odpowiada, to ...jest nam bardzo przykro – pewnie miałeś nierealistyczne wymagania.

Dla urzędzeń nowych, w szczególności turbin, trudno będzie znaleźć alternatywę dla serwisu dostawcy urządzenia. Dotyczy to w szczególności pierwszego okresu eksploatacji. Czas może działać na niekorzyść dostawcy, jeśli użytkownicy stworzą warunki dla konkurencji.

Całkiem odwrotnie wygląda sytuacja odnośnie do utrzymania technicznego urzędzeń długo eksploatowanych. Praktycznie tylko dwa elementy „znajdują się pod kontrolą” dostawców: walczaki kotłów oraz wirniki. Jednak sprawdzone, skuteczne technologie naprawy (regeneracji) tych elementów opanowane przez firmy niezależne od dostawców sprawiają, że bez *know how* dostawców można sobie także doskonale radzić.

Własny serwis elektrowni – możliwości i ograniczenia

W „socjalnym” modelu utrzymania stanu technicznego elektrowni podejście to odgrywało zasadniczą rolę. Elektrownie posiadały rozbudowane wydziały przygotowawcze i wykonawstwa remontów.

Przedłużeniem tych służb, w szczególności w zakresie wykonawstwa remontów kapitalnych, były zakłady remontowe będące własnością organizacji (okręgów) energetycznych. Drugim powodem do utrzymywania przez elektrownie i okręgi własnych służb remontowych i diagnostycznych było nikłe zainteresowanie serwisem przez dostawców. Produkcja nowych urzędzeń praktycznie wyczerpywała ich możliwości i zaspokajała aspiracje.

Serwis był zajęciem marginalnym, często tak ubocznym, że *know how* w zakresie utrzymania technicznego powstawało i nadal powstaje poza biurami konstrukcyjnymi dostawców.

Wyżej opisany model został zmieniony, jednak nie zaniknął. Nawet inwestorzy zagraniczni w energetyce polskiej nie zlikwidowali go całkowicie, mimo że deklarują, w dłuższej perspektywie, ostateczne wycofanie się z niego. Całkiem dobrze stary – nowy serwis własny ma się w elektrowniach skarbu państwa. Przesunięto go organizacyjnie poza elektrownie, ale faktycznie jest własną służbą (i „zewnętrznym” kosztem?) utrzymania elektrowni.

Czy służby własne zanikną lub czy przetrwają (w dłuższym horyzoncie czasowym) zdecydują trzy czynniki:

- koszty ich funkcjonowania,
- poziom techniczny ich usług,
- determinacja iodwaga zarządów.

Serwis wykonywany przez firmy niezależnie od dostawcy i użytkownika

Powstanie ok. 20 lat temu dużej grupy firm o takim statusie jest, prawdopodobnie, najlepszym (o ile nie jedynym pozytywnym) rezultatem transformacji w krajowej energetyce.

Po pierwsze powstał, w znacznej mierze, konkurencyjny rynek usług remontowych i diagnostycznych. Po drugie elektrownie dostały rzeczywistą szansę redukcji kosztów utrzymania, w największym stopniu te, które konsekwentnie zredukowały ich socjalną cześć.

Po trzecie stworzyła się, na razie niezbyt wielka, ale wyraźnie widoczna, alternatywa w stosunku do serwisu dostawców zarówno w zakresie intelektualnym (technicznym) jak i ekonomicznym. Szanse dalszego rozwoju firm „niezależnego sektora usług” zależą oczywiście, w największym stopniu, od kreatywności i dobrego zarządzania w tych firmach. Nie da się jednak ukryć, że ich przyszłość na rynku zależeć będzie od strategii właścicieli majątku produkcyjnego oraz dostawców nowych urzędzeń.

Jeśli jedni i drudzy odkryją, że obecność na rynku takich firm i współpraca z nimi jest technicznie sensowna i ekonomicznie atrakcyjna z punktu widzenia ich biznesu, to przyszłość firm niezależnych nie powinna być zagrożona.

Serwis pogwarancyjny – koncepcja i zakres aplikacji

Technicznie, kompetentne sprawowanie serwisu wymaga:

- dostępu do dokumentacji urzędzeń,
- wiedzy w zakresie:
 - bieżącego stanu technicznego,
 - warunków eksploatacji,
- kompetencji technicznych w zakresie:
 - diagnostyki i oceny stanu urzędzeń,
 - napraw, regeneracji (rewitalizacji).

Pierwszym wyzwaniem dla systemowego wykonywania serwisu jest więc zintegrowanie wiedzy i umiejętności oraz dysponowania odpowiednim (własnym) potencjałem wykonawczym w zakresie diagnostyki i remontów.

Diagnostyka – jako element serwisu – to znacznie więcej niż wykonywanie pomiarów i badań dla potrzeb remontu (stan elementu przed naprawą/poświadczenie prawidłowego wykonania naprawy) [2 – 5].

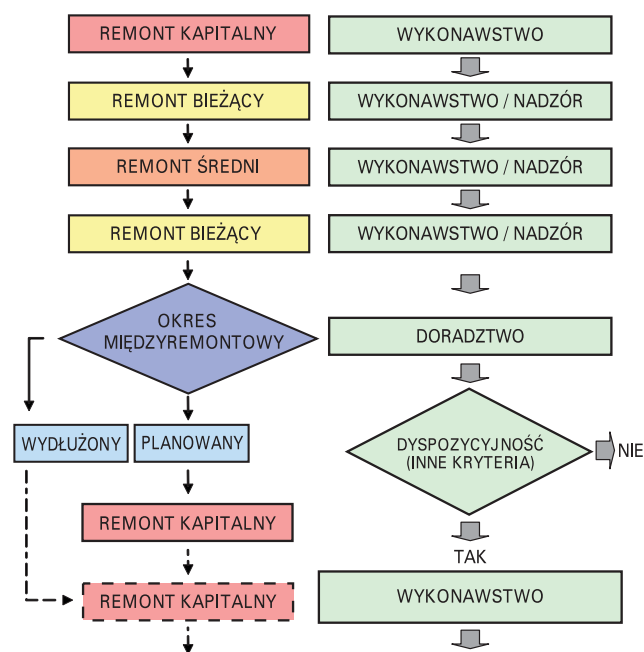
Diagnostyka jako element serwisu to systemowo zintegrowane:

- badania podczas postoju,
 - analiza warunków pracy.
- Wykonywanie tak rozumianej diagnostyki wymaga:
- kompetentnego personelu,
 - wyposażenia w zakresie badań,
 - wyposażenia w zakresie:
 - monitorowania warunków pracy,
 - archiwizacji wyników badań,
 - przetwarzania informacji w sposób zapewniający powstawanie wiedzy,
 - umiejętności (narzędzi) integracji wiedzy z diagnostyki z planowaniem przeglądów i remontów.
- Remont jako element serwisu to:
- kompetencje personelu,
 - wykonawstwo lub nadzór nad wszystkimi typami remontów (bieżący, średni, kapitalny),
 - monitorowanie eksploatacji i rozwiązywanie bieżących problemów technicznych,
 - wykonawstwo (dostawy) części zamiennych,

- potencjał wykonawczy (sprzęt) w zakresie prac na obiekcie oraz prac warsztatowych,
- potencjał w zakresie technologii remontowych (*know how* plus możliwości wykonawcze oraz doświadczenie). Sporym, może największym obecnie, wyzwaniem w zakresie sprawowania serwisu jest:

- koncepcja jego organizacji,
- finansowe i prawne warunki jego realizacji.

Barierę stanowi przede wszystkim – opisany wcześniej – niezakończony proces transformacji systemu zarządzania utrzymaniem majątku produkcyjnego elektrowni. W obecnej sytuacji i w dającej się przewidzieć przyszłości propozycją atrakcyjną od strony technicznej i ekonomicznej mógłby być serwis pogwarancyjny będący dla firm wykonujących diagnostykę i remont oraz elektrowni przedłużeniem współpracy w całym okresie pomiędzyremontowym przy uwzględnieniu wymienionych obok zasad serwisu PGS (Post Guarantee Service).



Rys. 1. Ogólny schemat realizacji serwisu PGS

1. Stanowi wsparcie dla wydziałów zarządzania majątkiem w zakresie strategii utrzymania urządzeń.
2. Wspiera lub wykonuje remonty bieżące i średnie.
3. Rozwiązuje bieżące problemy techniczne, w szczególności dotyczące stanów awaryjnych.
4. Jest usługą płatną z wykorzystaniem formy ryczałtu lub „od efektu” (dyspozycyjność + długość okresu międzyremontowego).
5. Premią dodatkową jest otrzymanie do realizacji kolejnego remontu kapitalnego.

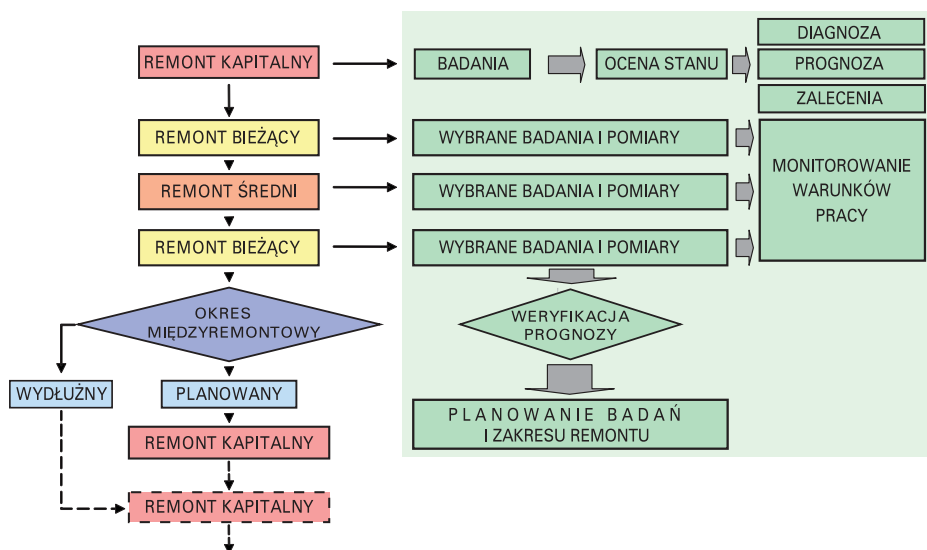
Koncepcja PGS ustawia wysoko poprzeczkę technicznych kompetencji przy zachowaniu:

- elastycznego zachowania się obydwu stron w zakresie okresu współpracy,
- możliwości uzależnienia ceny serwisu od jego rzeczywistych efektów,
- zredukowania problemów w zakresie zobowiązań prawnych, jakie występują przy serwisach długoterminowych,
- jego szczegóły realizacyjne mogą być elastycznie dostosowane do zmian dokonujących się w elektrowniach w zakresie strategii utrzymania,
- daje szansę na włączenie do współpracy własnych służb utrzymania ruchu,
- może być atrakcyjnym partnerem dla dostawcy urządzeń w zakresie usług specjalistycznych i dostaw części zamiennych.

Podsumowanie i wnioski

Postępujące zmiany organizacyjne w polskich elektrowniach (organizacjach energetycznych) zmierzają do zdecydowanego wyodrębnienia, ograniczenia, a nawet zrezygnowania (rzeczywistego wyłączenia ze struktur elektrowni) utrzymania technicznego urządzeń.

Procesowi temu towarzyszą działania zmierzające do redukcji nakładów na utrzymanie przy jednoczesnym dążeniu do jak najwyższej dyspozycyjności urządzeń i efektywności produkcji.



Rys. 2. Wsparcie PGS przez system diagnostyczny

Na rynku usług serwisowych, remontowych i diagnostycznych działa bardzo wiele firm, w większości są to jednak firmy związane z elektrownią. Serwisy dostawców są sporadyczne, często ograniczające się do nadzoru i dostawy części zamiennych. Ich wadą jest wykluczenie lub istotne ograniczenie klienta w zakresie dostępu do szczegółowej wiedzy, która powstaje w trakcie remontu lub/i monitorowania warunków pracy. Niesymetrycznie dostępna wiedza implikuje niesymetryczne warunki biznesu. To najczęściej pomijany ...choć najważniejszy fakt wpływający na możliwość zabezpieczenia interesu użytkownika.

Rozwiązanie znacznej części problemów może zapewnić pogwarancyjny serwis PGS realizowany wg opisanego wyżej modelu. Ma bardzo istotne – z punktu widzenia użytkownika urządzeń energetycznych – zalety:

- możliwość dostosowania się do aktualnej organizacji utrzymania majątku produkcyjnego elektrowni, bez ograniczenia jego istotnych cech, w tym technicznego poziomu,
- uzależnienie czasu trwania serwisu od rzeczywistych efektów jego realizacji,
- integrację całej wiedzy remontowej w zakresie wszystkich typów remontów,
- integrację informacji dotyczącej stanu technicznego urządzenia z badań i monitorowania eksploatacji-kreowanie wiedzy i pełne jej udostępnianie użytkownikowi wg zasady: „wiem tyle co Ty”,
- możliwość racjonalnego wydłużania okresów międzyremontowych oraz resursu urządzeń długo eksploatowanych z zachowaniem zasady dobrze zdefiniowanej odpowiedzialności za rezultat podejmowanych działań,
- konkurencyjną cenę w stosunku do długoterminowych serwisów dostawców urządzeń,
- uproszczenie formalnoprawnej części współpracy m.in. poprzez obniżenie poziomu ryzyk i możliwość prostszego zdefiniowania zasad odpowiedzialności.

Trudności z wdrożeniem wyżej opisanego podejścia do długoterminowego serwisu majątku produkcyjnego elektrowni mają charakter organizacyjny i mentalny.

Bariera organizacyjna ma właściwie charakter polityczny i wiąże się z ciągle niezakończonymi procesami restrukturyzacji zatrudnienia oraz integracji służb utrzymania technicznego w organizacjach energetycznych. Bariera mentalna dotyczy w ogólności zapłaty za wiedzę, w szczególności do rozwiązania dylematu: ile należy zapłacić za wydłużenie okresu międzyremontowego i racjonalne ograniczenie jego zakres?

Na razie wszyscy jesteśmy zainteresowani tym, żeby zwiększać zakres prac i koszt remontu. Czy uda się wykreować postępowanie, że także celowe i techniczno-ekonomicznie skuteczne działania pozwalające na uniknięcie niepotrzebnych prac będzie wiązało się z atrakcyjną zapłatą, ...oto jest pytanie?

Znacznie mniejszych problemów należy oczekiwać podczas wdrażania części diagnostycznej serwisu. Próby wdrażania takiego serwisu podejmowane są od paru lat, na szczęście – w tym przypadku – bariery mają charakter prawie wyłącznie organizacyjny, co dobrze rokuje możliwości jego kolejnych aplikacji oraz stanowi optymistyczną przesłankę do wdrożenia serwisu PGS.

Literatura

- [1] Benzel F., Kopstein H.: Marktengpasse bei der Beschaffung von Instand-haltungsleistungen – eine ausweglose Situation?. *VGB PowerTech* 7/2008
- [2] Dobosiewicz J.: Badania diagnostyczne urządzeń ciepłno-mechanicznych w energetyce. Część I i II. Biuro Gamma. Warszawa 1998
- [3] Trzeczcyński J.: Diagnostyka materiałowa on-line urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni. *Biuletyn Pro Novum* Nr 1/2008. *Energetyka* 2008, nr 4
- [4] Trzeczcyński J.: Kiedy diagnostyka przynosi korzyści? *Biuletyn Pro Novum* Nr 3/2007. *Energetyka* 2007, nr 12
- [5] Sturm F. A.: Efficient Operations. Intelligent Diagnosis and Maintenance. *VGB Power Tech*. 2003



Ewa Zbroińska-Szczuchura

Uszkodzenia erozyjno-korozyjne elementów w obiegu wody zasilającej

W układzie wody zasilającej kotłów energetycznych często występującym procesem, od strony przepływającego czynnika, jest erozjo-korozja.

Zjawisko erozyjno-korozyjnego niszczenia metalu jest szczególnym przypadkiem, kiedy oprócz niszczenia mechanicznego zachodzą intensywne procesy korozyjne.

Korozja i jej rozwój podczas przepływu czynnika następuje w określonych warunkach chemicznych i temperaturowych środowiska. Korozyjne, intensywne, niszczenie metalu towarzyszące przepływowi jest opisywane w światowej lite-

raturze technicznej jako FAC (Flow Assisted Corrosion). Korozja podczas przepływu czynnika rozwija się w obszarach, w których wzrasta rozpuszczalność magnetytu, a wzrost prędkości przepływu powoduje turbulencje, co prowadzi do:

- miejscowego usuwania ochronnej warstwy magnetytu,
- zwiększania prędkości usuwania metalu pod tą warstwą,
- miejscowego pocienienia ścianki elementu aż do perforacji włącznie.

FAC może rozwijać się w wielu elementach urządzeń energetycznych i znane są już przypadki uszkodzeń nawet

ze skutkiem śmiertelnym, tak jak miało to miejsce w Japońskiej elektrowni atomowej, kiedy uszkodzeniu uległy rury wody zasilającej [1].

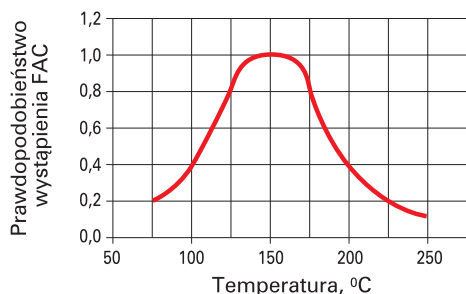
Proces niszczenia erozyjno-korozyjnego różni się znacznie od procesu czysto korozyjnego, jest to bowiem sposób fizykochemicznego niszczenia metalu, w którym rola korozji jest znaczna, a w wielu przypadkach jest czynnikiem przeważającym – szczególnie gdy energia działania wilgotnej pary lub wody jest nieznaczna i nie jest w stanie zniszczyć warstwy ochronnej magnetytu.

Jak wiadomo, korozja na granicy kontaktu metalu z wodą ma charakter elektrochemiczny z miejscowymi procesami anodowo-katodowymi. Można powyższy mechanizm przedstawić następująco: na powierzchni metalu powstają mikroogniwa składające się z anodowych i katodowych elementów, które umożliwiają zachodzenie reakcji korozyjnych. W środowisku utleniającym na powierzchni metalu wytwarza warstwę ochronną, którą stanowią tlenki metalu (0,01mm), tj. topotaktyczną warstwę magnetytową, a z nią związaną (przenikanie się siatek krystalicznych) hematytową warstwę epitaktyczną [2].

Mechanizm niszczenia warstwy ochronnej magnetytu:

- dyfuzyjny proces niszczenia żelaza, poprzez pory w zewnętrznej warstwie magnetytu (przy projektowych, niezaburzonych prędkościach przepływu czynnika),
- przy wysokim przepływie czynnika (znaczące prędkości) proces niszczenia kontrolowany dyfuzyjnie przechodzi w proces erozyjno-korozyjny.

Przy pewnych prędkościach wody i/lub pary wzrasta siła mechanicznego oddziaływania na metal aż do zniszczenia warstwy ochronnej. Natężenie erozyjno-korozyjnego procesu zależy jednocześnie od czynnika mechanicznego i chemicznego; ten mechanizm niszczenia metalu jest określany hydromechaniką strumienia i własnościami elektrochemicznymi przepływającego czynnika. Podwyższona temperatura środowiska oraz jego charakter chemiczny powodują wzrost rozpuszczalności warstwy ochronnej magnetytu. Skutkuje to mniejszą skutecznością ochronną odnawianej się warstwy tlenkowej i większym prawdopodobieństwem powstania FAC (rys. 1).

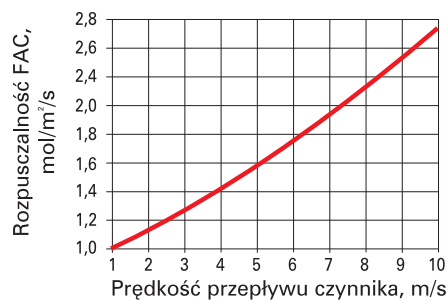


Rys. 1. Prawdopodobieństwo wystąpienia FAC w zależności od temperatury [2]

Kiedy warunki w obiegu wodnym sprzyjają rozpuszczalności magnetytu to, w warstwie tlenkowej, powstają pory, przez które dyfundują jony żelaza do roztworu, a proces się nasila szczególnie przy dużej prędkości strumienia czynnika. Istotny wpływ na stan warstwy ochronnej mają związki

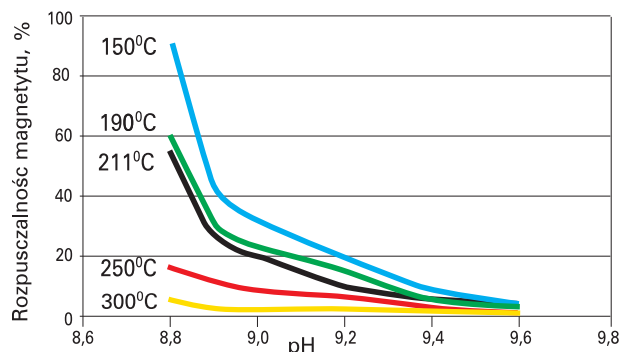
redukcyjne niszczące magnetyt. Podobny wpływ mają związki dające połączenia kompleksowe z jonami żelaza, które ze względu na ich nieznaczną dysocjację zubożają roztwór w jony żelaza i naruszają równowagę dynamiczną powodując ubytek metalu. Mechanizm ciągłego fizycznego niszczenia warstwy ochronnej (turbulencja), następnie odbudowywania magnetytu i ponownego niszczenia mechanicznego oraz kolejnej odbudowy jest charakterystyczny dla jednofazowej FAC.

Proces odnawiania magnetytu, w układzie wody zasilającej, jest ściśle związany z warunkami środowiska, na co ogromny wpływ ma chemiczne środowisko, czyli jakość wody jak również prędkości jej przepływu (rys. 2).



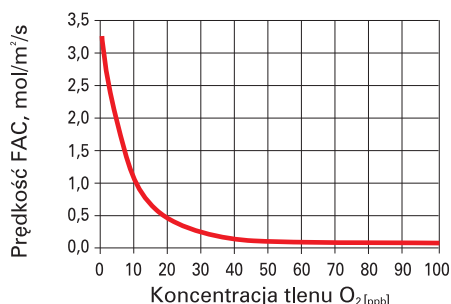
Rys. 2. Zależność rozwoju FAC w zależności od prędkości strumienia [2]

Powyższy proces był rozpoznawany na przykładzie reżimów w kotłach odzysknicowych (HRSG – heat recovery steam generator), gdzie jedną z sugerowanych przyczyn pośrednich, tj. czynników wywołujących i/lub stwarzających warunki rozwoju omawianego mechanizmu niszczenia był skład chemiczny wody zasilającej. Chemiczny reżim wodny, w tego typu urządzeniach, musi być utrzymywany na stałym poziomie projektowym, co, przy stosowaniu kilku różnych cykli ciśnieniowych w pracy tych kotłów, jest prawie niemożliwe, bo nie można idealnie dobrać optymalnych warunków dla każdego, konkretnego cyklu. Jest udokumentowane, że problem FAC powstaje głównie w zakresie względnie niskich temperatur (temperatura czynnika 100 – 200°C). W wodzie odtlenionej i przy pH 9,4 rozpuszczalność magnetytu jest funkcją pH, i to jest zrozumiałe, a wskaźnik ten jest kontrolowany w wielu elektrowniach (rys. 3).



Rys. 3. Zależność rozpuszczalności magnetytu od pH w danej temperaturze [1]

Przy dodawaniu odtleniaczy do wody zasilającej sytuacja pogarsza się sprzyjając powstawaniu FAC. Standardowe warunki prowadzenia kotła wymagają poziomu rozpuszczonego tlenu mniej niż 10 ppb, a niektóre, niekrajowe elektrownie zgłaszają wartości nawet niższe niż 1 ppb przy prowadzeniu stałej kontroli dodatków odtleniających. Najmniejsze (wg badań) prędkości FAC mają miejsce powyżej 30 ppb i wzrastają znacząco poniżej tej wartości (rys. 4).



Rys. 4. Zależność rozwoju FAC w zależności od koncentracji tlenu [2]

Ostatnie badania EPRI nad mechanizmem FAC wskazują, że jest to ciągły proces rozpuszczania i formowania na nowo magnetytu w miejscach narażonych na turbulencje (rys. 5). Niektóre, wcześniejsze, wskazują na to, że to może być pewien kolejno następujący (naprzemienny) mechanizm, kiedy tlenki są usuwane przez turbulencje, a później uformowane na nowo. Jednofazowa korozja, zasadniczo, może być hamowana w chemicznych warunkach utrzymywanych tak, że faworyzują one tworzenie hematytu, a nie magnetytu. Rozpuszczalność hematytu jest dużo mniejsza niż magnetytu.



Rys. 5. Miejsca występowania FAC w zależności od wartości liczby Reynoldsa [2]

Powstawanie trwałego hematytu wymaga dodatniego, utleniającego/redukcyjnego potencjału (ORP) utrzymywanego przez cały czas eksploatacji, a każdy z użytych, nawet okresowo przy uruchomieniach/odstawieniach, odtleniaczy daje w rezultacie pogorszenie trwałości hematytowej warstwy ochronnej i ponowne przekształcanie jej w magnetyt.

Odtleniacze w kotle są odczynnikami redukującymi, co daje w rezultacie spadek jakości (degradację) ochronnej warstwy hematytowej i poprawę warstwy magnetytowej, skutkiem czego powstają warunki aktywizujące mechanizm FAC w miejscach uprzywilejowanych, t. j. o zaburzonym przepływie.

Należy mieć na uwadze, że wahania pomiędzy dodatnim lub ujemnym ORP (utleniająco/redukcyjnym potencjałem) środowiska, przez nieregularnie używane odtleniacze, powoduje wzrost prawdopodobieństwa powstawania FAC. Jeżeli jednak zasilająca kotły woda konsekwentnie odpowiada dzisiaj zalecanym (bez domieszek) wymaganiom kocioł, niewątpliwie, można eksploatować z poziomem tlenu współdziałającym z dodatnim ORP.

Dwufazowa korozja w czasie przepływu (druga faza FAC) może pojawić się w reżimach kotłowych przy stosowaniu amin alkalicznych i nawet wtedy, kiedy jest utrzymywany dodatni ORP.

Ten mechanizm uszkodzenia ma miejsce przy obniżeniu pH i spadku ORP, co jest wynikiem przechodzenia amin do pary i w konsekwencji prowadzi do powstawania bardzo drobnych kroplel wody nasyconych aminami. Te agresywne kroplel wywołują, w miejscach uprzywilejowanych (geometria, materiał), powstawanie dwufazowej erozjo-korozji (FAC). Zapobieganie powstawania drugiej fazy niszczenia to wprowadzanie do obiegu stałych związków alkalicznych.

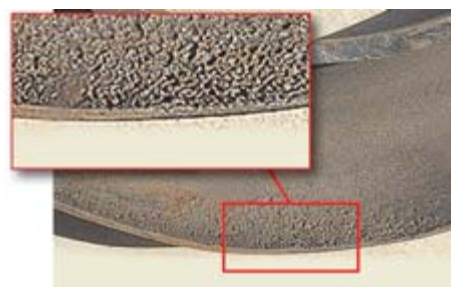
Doświadczenia z FAC w elektrowni konwencjonalnych:

- FAC występuje prawie w 60% w raportach z badań diagnostycznych/uszkodzeń,
- odnotowuje się obie fazy niszczenia erozyjno-korozyjnego (FAC).

Elementami najczęściej ulegającymi uszkodzeniom są:

- rurociągi kondensatu i wody zasilającej,
- rurociągi w obiegu regeneracji,
- podgrzewacz wody, węzownice, komora wlotowa, rurociągi dolotowe,
- odpowietrzenia,
- ogrzewania kadłubów,
- wylot pary z turbiny,
- odgazowywacze,
- gardziel turbiny.

Poniżej przedstawiono charakterystyczny wygląd obszaru porażonego procesem erozjo-korozyjnym: łagodne wgłębienia wypełnione są produktami korozji (rys. 6). Na przedstawionym rysunku uszkodzenie miało miejsce na łuku kolanka odwodnienia w miejscu zakłóconego przepływu czynnika (turbulencja), tuż za połączeniem rury z komorą [4].



Rys. 6. Erozyjno-korozyjne uszkodzenia po łukach odwodnień

Powierzchnia ubytku jest pokryta drobnymi wgłębieniami o łagodnym charakterze bez ostrych krawędzi. Maksymalny ubytek stwierdzono w miejscu, gdzie strumień wody wpada na ściankę pod kątem 30 – 40°.

Przyczyną uszkodzenia było:

- znaczna prędkość strumienia oraz ruch turbulentny,
- mały promień gięcia rury i umieszczenie kolanka w bezpośrednim sąsiedztwie odwadniającej komory,
- obecność w wodzie agresywnych związków chemicznych.

Na rurach podgrzewacza regeneracyjnego odnotowano uszkodzenie w wyniku jednofazowej korozji przy zakłóconym przepływie. Powierzchnia zewnętrzna była pokryta łagodnymi wżerami i zregenerowaną warstwą magnetytu (rys. 7). Przyczyną uszkodzenia był ruch turbulentny kondensatu w czasie odwadniania dolnej części wymiennika. Zapobiegać można np. poprzez wykonanie wkładu rurowego z metalu odpornego na erozję (stal nierdzewna z dodatkiem Mo).



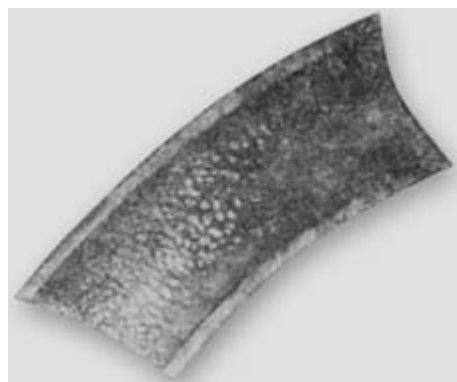
Rys. 7. Erozja – czynnikiem (para grzewcza) na powierzchni zewnętrznej

Podobną przyczyną uszkodzeń, ale od powierzchni wewnętrznej, niskoprężnego podgrzewacza regeneracyjnego był proces korozji w warunkach zakłóconego przepływu. Erozyjno-korozyjne uszkodzenia wystąpiły na powierzchni kolan rurek o małych promieniach gięcia (rys. 8). Główną przyczyną wystąpienia tego typu uszkodzeń są niekorzystne kąty padania strugi cieczy na wewnętrzną powierzchnię łuków rurek o najmniejszych promieniach gięcia. Zapobiegać w istniejącym urządzeniu można jedynie poprzez zastąpienie aktualnie zastosowanego materiału (stopu miedzi z niklem) stalą nierdzewną, co powinno mocno ograniczyć procesy erozyjno-korozyjne.



Rys. 8. FAC na powierzchni wewnętrznej rur miedzioniklowych o małym promieniu gięcia

Innym przykładem jest uszkodzenie wężownicy wysoko-średniego podgrzewacza regeneracyjnego na powierzchni wewnętrznej w odległości ok. 150 mm od komory rozdzielczej. Ubytki grubości wystąpiły na kolankach po ich stronie wewnętrznej, miały charakter łagodnych wżerów niewypełnionych produktami korozji (rys. 9).



Rys. 9. Korozyjno-erozyjne ubytki na powierzchni wewnętrznej wężownicy spiralnej

Ubytek obejmował obszar ok. 100 – 120 mm (przykładowo 4 – 5 d_w). W czasie kilkuletniej eksploatacji nastąpił ubytek grubości rzędu 70 – 80%; powstały również ubytki, o podobnym charakterze, na krawędziach otworów w komorach. W wyniku uszkodzeń doszło do zerwania wężownicy. Należy zwrócić uwagę, że do podobnych uszkodzeń dochodzi również na podgrzewaczach NP.

Przyczyny uszkodzenia to:

- warunki hydrodynamiczne czynnika na wlocie do wężownicy (turbulentny przepływ strumienia wody połączony z obecnością znacznych gradientów ciśnienia i niedograniem do temperatury nasycenia),
- niszczenie warstwy ochronnej powodujące intensyfikację korozji (obecność reduktorów w wodzie zasilającej). W tym przypadku zapobieganie może polegać na:
 - zaokrąglaniu otworów w kolektorach (komorach) promieniem r 5 mm,
 - zmniejszeniu średnicy wewnętrznej wężownicy,
 - obniżeniu zawartości reduktorów oraz związków chemicznych powodujących wzrost rozpuszczalności magnetytu.

FAC można zapobiegać stwarzając warunki chemiczne w obiegu sprzyjające powstawaniu hematytu. Środki odtleniające, dodawane do wody, mają charakter redukcyjny, co powoduje niszczenie hematytowej warstwy ochronnej i przetwarzanie jej w magnetyt, stąd stwarzanie możliwości zachodzenia procesu FAC w miejscach uprzywilejowanych, czyli tam, gdzie pojawia się turbulencja przepływu. Słusznym byłoby utrzymywanie wody zasilającej w wysokim standardzie czystości i unikanie stosowania jakichkolwiek odtleniaczy.

Kiedy konsekwentnie działa się przy dodatnim ORP kontrola diagnostyczna musi być informowana, że pożądany wygląd, z punktu widzenia jakości wody zasilającej, powierzchni wewnętrznej elementów parownika będzie

różowy (łososiowy), a nie szary. Jeśli tlenek ma kolor szary lub czarny z połyskiem (Iśniący- czarnym) w obszarach zlokalizowanych w części parowej walczaka lub wewnątrz rur zasilających, to jest to wskazówka, że mamy aktywną dwufazową FAC. Przy stosowaniu związków aminowych należy dozować stale związki alkaliczne, np. fosforany, co pozwoli na unikanie dwufazowego procesu erozji-korozi.

Podsumowanie

- Pojedyncze stadium rozwoju FAC może być, w gruncie rzeczy, eliminowane, jeśli są utrzymywane chemiczne warunki bardziej sprzyjające powstawaniu hematytu niż budowie magnetytu.
- Rozpuszczalność hematytu jest o wiele mniejsza niż rozpuszczalność magnetytu.
- Powstawanie trwałego magnetytu wymaga dodatniego utleniająco/redukcyjnego potencjału (ORP) utrzymywanego przez cały czas eksploatacji.
- Każdy z odtleniaczy stosowany nawet okresowo, przy uruchomieniach/odstawieniach, daje w rezultacie niszczenie hematytowej warstwy ochronnej i ponowne jej przekształcanie w magnetyt.

- Druga faza korozi może pojawić się w kotłach stosujących aminy lotne nawet wtedy, kiedy jest utrzymywany dodatni potencjał utleniająco-redukcyjny (ORP).
- Fosforan lub substancje alkaliczne są konieczne, aby wyeliminować drugą fazę FAC.

Literatura

- [1] Power Plant Boilers Maintenance, Inspection and Monitoring. London 2006
- [2] Dobosiwicz J.: Niektóre procesy fizykochemiczne zachodzące na powierzchni kotłów walczakowych. IX konferencja W-T, Szczyrk 2003
- [3] McIntyre S. M.: Boiler tube failures. Boonton. New Jersey Ashland 2006
- [4] Zbrońska-Szczuchura E., Dobosiwicz J.: Uszkodzenia erozyjno-korozyjne urządzeń pracujących w układzie wodno-parowym bloków energetycznych. „Chemia i diagnostyka dla energetyki”, Szczyrk 2007
- [5] Sprawozdanie *Pro Novum* – niepublikowane
- [6] Sprawozdanie *Pro Novum* 102.2061/2007 – niepublikowane



Paweł Gawron, Alfred Śliwa

Miedź w osadach w urządzeniach energetycznych – problem eksploatacyjny i remontowy

W ostatnich latach coraz szerzej sygnalizowane są problemy z występowaniem znacznych ilości związków miedzi, tak w osadach na powierzchniach wewnętrznych rur ekranowych, jak również w całym układzie wodno-parowym. Stwierdza się obecność miedzi w osadach pobranych z kondensatorów, zbiorników wody zasilającej, walczaków, jak również coraz częściej w przegrzewaczach (szczególnie pierwotnych), zaworach szybkozamykających oraz w układzie przepływowym turbin (głównie na łopatkach i pod bandażami). Na stan taki wpływ ma szereg parametrów i czynników, które przy słabym rozpoznaniu w trakcie badań i braku reakcji ze strony eksploatorów urządzeń powodują, że miedź i jej związki uwalniają i osadzają się na różnych elementach urządzeń powodując okresowe problemy eksploatacyjne i remontowe.

Analiza uszkodzeń korozyjnych elementów urządzeń energetycznych (przede wszystkim kotłów) prawie zawsze wskazuje na mniejszą lub większą obecność związków miedzi w uszkodzonych obszarach.

Istnieje szereg teorii różnych autorów o roli miedzi w przebiegu procesów korozyjnych. Analizując poszczególne można wywnioskować, iż rola miedzi w procesach fizyko-

chemicznych zachodzących np. w kotle nie jest jednoznacznie wyjaśniona i uzasadniona. Tym niemniej szereg instytucji i jednostek naukowo-badawczych opracowuje wytyczne, w których stężenia związków miedzi w wodach i parach ustala się na bardzo niskich wartościach $< 3 \mu\text{g}/\text{dm}^3$. Co prawda no-woczesne wysokoprężne kotły parowe są zasilane wodą o bardzo wysokiej jakości, jednak w wyniku postępujących procesów erozyjno-korozyjnych w układach zasilania i kondensacji wody te są wzbogacane w śladowe ilości związków miedzi. Szczególnie niekorzystne pod tym względem są stany nieustalone pracy urządzeń, w czasie których ilość miedzi przechodzącej do czynnika obiegowego może sięgać ppm. Postęp procesów korozyjnych, a co za tym idzie ilość związków miedzi w czynniku obiegowym można co prawda ograniczać utrzymując właściwe warunki reżimowe i optymalnie dobrany do warunków pracy kotła sposób korekcji wód i par, jednak prawie zawsze pewne ilości miedzi będą wraz z wodą wnoszone do kotła.

Niezwykle istotnym jest, ażeby ilości te były ograniczone do minimum i w odpowiedniej chwili usuwane z kotła poprzez właściwie dobraną technologię chemicznego czyszczenia. Ograniczenia analityczne (przy obecnym stanie

opomiarowania urządzeń) nie pozwalają w normalnych warunkach eksploatacji określić dokładnie całkowitej ilości związków miedzi transportowanych przez czynnik obiegowy. Jedynym skutecznym na obecnym etapie sposobem określenia dynamiki przyrostu ilości związków miedzi w układzie są badania niszczące wycinków kontrolnych powierzchni ogrzewalnych. Niestety praktyka eksploatacyjno-remontowa jest taka, że ze względów ekonomicznych coraz rzadziej pobiera się wycinki kontrolne rur, na podstawie których można by wnioskować o dynamice procesów korozyjno-erozyjnych w odniesieniu do związków miedzi.

Z uwagi na małą rozpuszczalność miedzi usunięcie jej z powierzchni ogrzewalnych nawet procesami chemicznymi jest bardzo trudne. Brak regularności w podejmowaniu tych działań jest często przyczyną „przespania” momentu, w którym proces usuwania osadów zawierających związki miedzi jest technologicznie w pełni skuteczny i racjonalny ekonomicznie ze względu na procentową zawartość związków miedzi w tych osadach.

Na podstawie szeregu badań rur ekranowych wyciętych z kotłów po procesach chemicznego czyszczenia stwierdza się również, że nie we wszystkich przypadkach usuwana jest całkowita ilość związków miedzi pomimo prowadzenia procesów tzw. odmiedziowania. Nie wnikając w przebieg procesów fizykochemicznych zachodzących w kotle w czasie eksploatacji i podczas chemicznego czyszczenia stwierdza się, że osadzające się zanieczyszczenia wody kotłowej (tlenki żelaza, miedzi, sole metali), szczególnie w obszarach najbardziej obciążonych cieplnie oraz w okolicach spoin i zgrzewów, powodują problemy eksploatacyjne skutkujące w dłuższej perspektywie różnego rodzaju uszkodzeniami korozyjnymi i potrzebą odstawiania urządzeń z ruchu. Oprócz problemów eksploatacyjnych osady zawierające znaczny udział związków miedzi powodują szereg problemów remontowych.

Obecność dużych ilości miedzi na powierzchniach wewnętrznych rur zakłóca, a w niektórych przypadkach uniemożliwia prawidłowe przeprowadzenie procesów technologicznych, takich jak spawanie czy obróbka cieplna, utrudniając tym samym prace remontowe. W kontekście prowadzenia prac remontowych miedź w osadach jest szczególnie nie wskazana, dlatego z dużą uwagą należy podchodzić do wszelkich objawów podwyższenia stężeń miedzi w czynniku obiegowym i jej zawartości w osadach znajdujących się na powierzchniach wewnętrznych rur kotłowych.

Problem miedzi w procesach eksploatacyjnych

Jednym z głównych źródeł emisji związków miedzi do czynnika obiegowego są skraplacze i wymienniki regeneracyjne, w których postępujące procesy korozyjne skutkują przechodzeniem do wody miedzi w postaci jonowej. Utrzymywanie niewłaściwego reżimu wodno-chemicznego, a zwłaszcza zawyżonych stężeń amoniaku lub stosowanie ko-regentów aminowych tworzących liczne kompleksy z miedzią powoduje zanieczyszczenie wody zasilającej jonami miedzi.

Tworzenie kompleksów, zwłaszcza bardzo trwałych kompleksów chelatowych, oprócz problemu analitycznego ich oznaczenia, powoduje niekontrolowaną emisję związków miedzi, która w warunkach temperaturowych pracy kotła wydziela się w formie osadów. I tak jak w przypadku miedzi jonowej możemy kontrolować i ograniczać jej przedostawanie się do kotła, tak w przypadku związków chelatowych kontroli nad ich stężeniem w wodzie nie mamy.

Bardzo groźnym jest również zjawisko rozpuszczania się warstewek magnetytowych przez związki chelatowe. Korozji chelatowej ulegają rury parownika, powierzchnia wewnętrzna walczaka łącznie z separacją, cały obieg wody zasilającej oraz podgrzewacze wody. Ponadto miedź może przechodzić do wody zasilającej w formie tlenków miedzi oraz miedzi metalicznej. Jest to wynikiem procesów erozyjnych lub korozyjno-erozyjnych wywołanych oddziaływaniem kropeł na rurki skraplacza lub zbyt dużych prędkości przepływu wody przez rurki wymienników regeneracji niskoprężnej, zwłaszcza przez rurki o najmniejszych promieniach gięcia. Emisja miedzi do kondensatów i wody zasilającej czy to w wyniku procesów korozyjnych, czy erozyjnych, jest dużym problemem eksploatacyjnym powodującym problemy z rozszczelnianiem się rurek w kondensatorach i wymiennikach ciepła, co pociąga za sobą konieczność odstawień urządzeń energetycznych.

Na rysunkach 1 i 2 przedstawiono widok powierzchni wewnętrznej rury ekranowej kotła OP-380 z widocznymi osadami z udziałem związków miedzi powyżej 13%.



Rys. 1.



Rys. 2.

Na rysunkach 3 i 4 przedstawiono uszkodzenia rur wymienników regeneracji niskoprężnej powodowanych procesami erozyjno-korozyjnymi.



Rys. 3.



Rys. 4.

Na rysunku 5 przedstawiono wygląd powierzchni zewnętrznych rur kondensatora pozbawionych warstewki ochronnej tlenku miedzi jako efekt procesów korozji chelatywnej. Brak tlenkowej warstewki ochronnej jest powodem dużej emisji miedzi wraz z wodą zasilającą do kotła.



Rys. 5.

Obecność osadów z miedzią stwierdza się również na łopatkach turbin części wysokoprężnej, co może skutkować nawet kilkuprocentowym spadkiem mocy turbiny.

Na rysunkach 6 i 7 przedstawiono osady miedzi wytrącone na łopatkach 5. i 6. stopnia części wysokoprężnej turbiny 100 MW. W skład osadów wchodziły również związki stosowane przy korekcji wody kotłowej.



Rys. 6.



Rys. 7.

Oprócz kotła i turbiny miedź może występować praktycznie na wszystkich elementach układu wody zasilającej oraz kondensacji. Związki miedzi stwierdzano w kondensatorze, zbiorniku wody zasilającej, na wirniku pompy zasilającej, przegrzewaczach pary, na powierzchniach zaworów szybkozamykających oraz innych elementach armatury.

Problem miedzi przy pracach remontowych

Podstawowym problemem przy pracach remontowych jest skuteczne usunięcie powstałych osadów eksploatacyjnych, w tym szczególnie związków miedzi. Stosowane metody chemicznego usuwania miedzi z powierzchni ogrzewalnych nie zawsze dają pozytywne rezultaty. Jak już wspomniano przeprowadzane badania wycinków kontrolnych rur

z kotłów po chemicznym oczyszczeniu i odmiedziowaniu wykazują obecność miedzi metalicznej, nieusuniętej w trakcie tych procesów. Problem pogłębia, się jeżeli udział miedzi w osadach przekracza 10%. Nieusunięta miedź w procesie chemicznego czyszczenia stanowi porowatą warstwę tzw. miedzi kontaktowej, która może być przyczyną powstawania wżerów korozyjnych lub wybrzuszeń spowodowanych lokalnym przegrzaniem materiału. Dodatkowym poważnym problemem obecności miedzi na powierzchni wewnętrznej rur kotłowych w czasie prac remontowych są problemy spawalnicze. W trakcie spawania miedź dyfunduje w strukturę metalu zwiększając znacznie twardość spoiny, co skutkuje pękaniem powierzchni spawów. Na jednym z kotłów fluidalnych, na którym wystąpiły problemy pęknięcia spawów stwierdzono występowanie znacznych ilości miedzi w osadach na powierzchniach wewnętrznych rur parownika. Udział miedzi w osadach wahał się od 30 – 60% przy całkowitej ilości osadów wynoszącej 160 – 260 g/m². Usunięcie osadów z wycinka kontrolnego rury parownika wymagało zastosowania odpowiedniej kąpieli czyszczącej, a mimo to znaczna część miedzi pozostała wyniesiona w postaci łusek, których widok przedstawiono na rysunku 8.



Rys. 8.

Na podstawie wyników badań stwierdzono, że przyczyną dużej ilości miedzi w osadach były procesy erozyjno-korozyjne wymienników regeneracji niskoprężnej po stronie czynnika grzewczego. Jeżeli uwzględni się fakt, że bardzo trudno badaniami chemicznymi w czasie pracy bloku stwierdzić obecność miedzi w formie metalicznej, tlenkowej czy chelatowej

w wodzie zasilającej, to jedynym wskaźnikiem jej obecności w układzie, a szczególnie w kotle, są kontrolne badania wycinków rur pobranych z parownika.

Podsumowanie

Niezależnie od różnych teorii na temat roli miedzi w procesach fizykochemicznego niszczenia rur kotłowych lub innych elementów układu wodno-parowego bloku, jej obecność w osadach należy ograniczać. Na potrzebę ograniczania ilości miedzi w wodach i parach wskazują również normy i wytyczne opracowane przez VGB i inne zakłady pomiarowo-badawcze z zapleczka energetyki.

Osady miedzi wraz z innymi osadami powodują obniżenie odbioru ciepła z powierzchni ogrzewalnej, tym samym wpływają na obniżenie sprawności, jak również – jak z doświadczeń eksploatacyjnych i remontowych wynika – mają wpływ na niszczenie korozyjne metalu. Osady miedzi na łopatkach turbin wpływają również na obniżenie mocy turbiny. Z uwagi na trudności w oznaczaniu związków miedzi metalicznej, tlenkowej i chelatowej w wodzie zasilającej najprostszym sposobem na określenie jej obecności i tempa przyrostu są badania wycinków rur parownika. Również problem skutecznego usuwania miedzi w procesie chemicznego czyszczenia powinien przemawiać za koniecznością ograniczenia jej zawartości w osadach eksploatacyjnych przez utrzymywanie odpowiednich parametrów fizykochemicznych wód i par w czasie eksploatacji, jak również stosowanie sposobów korekcji tych czynników korygentami niepowodującymi rozpuszczania się miedzi w kondensatach i wodzie zasilającej. Sam proces czyszczenia powinien być wykonany przy zawartości miedzi w osadach pozwalającej na jeszcze jej efektywne usunięcie.

Brak tych działań będzie skutkował potrzebą odstawiania bloków energetycznych z ruchu, a w pracach remontowych powodował trudności w procesach spawalniczych (pęknięcie spawów).

Literatura

- [1] Sprawozdania własne Pro Novum
- [2] Klepacki F., Śliwa A.: Osady miedzi na powierzchniach ogrzewalnych kotłów
- [3] Jakubik A.: Uszkodzenia niemechaniczne urządzeń ciepłych elektrowni

pronovum[®]
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES

40-534 Katowice, ul. Wróbli 38, e-mail: enter@pronovum.pl
www.pronovum.pl

Energetyka