

W przypadku wykrycia wad należy wykonać analizę gwarantującą niezawodną pracę wirnika przez stwierdzenie, że istniejące wady są wystarczająco małe, to znaczy mniejsze od wymiarów krytycznych, w przeciwnym razie wady powinny być usunięte przez tzw. butelkowanie.

Według literatury, jeżeli w wirniku starym wykryto na powierzchni otworu centralnego lub w jego objętości wady, które nie mają kształtu pęknięć i nie są równoległe do głównej osi wału, to można je pozostawić bez interwencji, zwłaszcza jeżeli występują na zimnym końcu wirnika.

Jak już wspomniano, występowanie uszkodzeń kruchych zależy w dużym stopniu od rodzaju stali zastosowanej do budowy wirnika oraz sposobu jej otrzymywania. Odporność na kruche pęknięcia materiału zależy od poziomu naprężenia oraz od temperatury przejścia metalu w stan plastyczny NDTT (Nil Ductivity Transition Temperature). Najbardziej niebezpiecznym okresem eksploatacji jest próba wytrząsków turbiny; w tym stanie wirnik jest zimny. Ze wzrostem temperatury metalu odporność na pęknięcie kruche rośnie. Dla stali wirnikowych P2M ta temperatura jest wyższa od 120°C. Odporność na kruche pęknięcie metalu jest bardzo istotna i różne są wymagania na ten wskaźnik dla wirników WP i SP, w przeciwieństwie do NP i generatora, a szczególnie dla wałów wirników składanych. Wszystkie dotychczasowe totalne uszkodzenia kruche miały miejsce w czasie próby wytrząsków.

Bardzo często uszkodzeniom ulegają tarcze kierownicze. Uszkodzenia te mają charakter pęknięć obwodowych i są widoczne okiem nieuzbrojonym.

Charakter i umiejscowienie uszkodzeń zależą od konstrukcji i technologii produkcji tarczy:

- tarcze spawane pracujące w rejonie wysokich temperatur ulegają najczęściej uszkodzeniu w rejonie spoin łączących bandaże (zmęczenie + pełzanie),
- tarcze odlewane z zalewanymi łopatkami są porażone najczęściej pęknięciami w strefie zakończenia krawędzi wylotowej łopatki.

Większość uszkodzeń tarcz jest naprawialna, a wykonane po naprawie próby ugięcia oraz doświadczenie eksploatacyjne potwierdziły słuszność takiego postępowania.

Podsumowanie

- Najbardziej zbliżoną do rzeczywistości ocenę stanu turbiny można uzyskać stosując zintegrowany system diagnostyczny.
- Istotną częścią zintegrowanego systemu diagnostycznego są badania diagnostyczne w czasie remontu turbiny, albowiem jedynie one potwierdzają słuszność diagnozy, a w konsekwencji również prognozy.
- Chociaż turbiny parowe nie są główną przyczyną awaryjności bloków konieczne jest prowadzenie właściwych czynności profilaktycznych w celu uzyskania wiedzy o rzeczywistym stanie ich elementów przepływowych.



Ewald Grzesiczek, Jerzy Trzeszczyński, Sławomir Rajca
Pro Novum Katowice

Możliwości wydłużania czasu eksploatacji elementów części przepływowych turbin parowych

Doświadczenia eksploatacyjne jednoznacznie wskazują, że turbiny produkcji *Zamechu Elbląg* o mocy 25 MW – 360 MW¹⁾ wyprodukowane do końca lat 80. ubiegłego stulecia mogą pracować ponad 300.000 h i mieć powyżej 2000 uruchomień/odstawień [1]. O możliwości pracy turbin w tak długim okresie świadczą dane eksploatacyjne, remontowe i wyniki badań diagnostycznych. W wymienionym czasie eksploatacji będzie można uniknąć – biorąc pod uwagę kryterium żywotności – wymiany wirników, kadłubów turbin, komór zaworowych, obejm tarcz kierowniczych i większości samych tarcz. Osiągnąć

¹⁾ Dotyczy to także turbin o zbliżonej konstrukcji produkcji radzieckiej oraz angielskiej firmy AEI.

to będzie można przy nakładach zbliżonych do typowych kosztów remontowych. Wydaje się, że w wymienionym czasie pracy turbin zapewni się zarówno ich sprawność nominalną (lub uzyskaną w trakcie modernizacji) jak i satysfakcjonującą dyspozycyjność.

Możliwość niezawodnej pracy turbin powyżej 300 tys. h nie oznacza wystąpienia, w indywidualnych przypadkach, potrzeby wymiany niektórych elementów układu przepływowego.

Można wskazać na cztery okoliczności takich sytuacji:

- uszkodzenia przekraczające możliwość naprawy spowodowane błędami obsługi,
- zakresy i technologie remontowe nieadekwatne do stanu technicznego elementu,

- nieprawidłowo ustalone zakresy i harmonogramy badań diagnostycznych,
- decyzje o wymianie z przyczyn pozatechnicznych.

Niezależnie od pozytywnych dotychczasowych doświadczeń eksploatacyjnych i optymistycznych prognoz należy mieć na uwadze w sposób oczywisty narzucający się fakt, że ostatnia faza eksploatacji turbin (powyżej 200–250 tys. godzin) musi być prowadzona ze szczególną starannością i precyzyjnym przestrzeganiem określonych zasad eksploatacji, diagnostyki i remontów [2, 3].

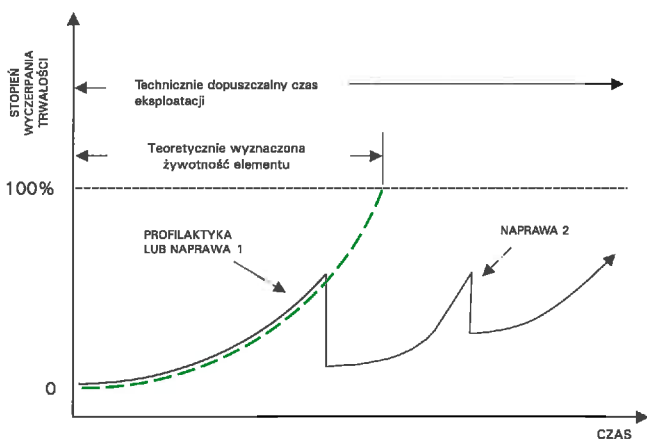
Żywotność elementu a technicznie dopuszczalny czas jego eksploatacji

Mówiąc o żywotności (trwałości resztkowej) wirnika, kadłuba czy innego elementu często zapomina się o tym, że wyczerpaniu trwałości ulegają one wyłącznie miejscowo w sąsiedztwie karbów konstrukcyjnych i technologicznych. Oznacza to, że uszkodzenia mają charakter lokalny, co stwarza szansę zarówno na skuteczną profilaktykę jak i naprawę. Wytypowanie potencjalnych stref występowania uszkodzeń ułatwia diagnostykę, gdyż znacznie ogranicza zakres rutynowych badań.

Ponieważ pęknięciom zmęczeniowym towarzyszy faza inicjacji i wzrostu można, stosując odpowiednio opracowany system diagnostyki:

- ograniczyć ryzyko inicjacji pęknięć (profilaktyka),
- wykryć pęknięcia możliwie najszybciej po ich zainicjowaniu (naprawa lub regeneracja elementu),
- określić krytyczne rozmiary pęknięć (ustalić dopuszczalny czas pracy elementu do momentu jego naprawy lub wymiany).

Ponieważ wyczerpanie żywotności ma charakter prawie zawsze lokalny, a powstałe uszkodzenie, jeśli nie przekroczy rozmiarów niedopuszczalnych, może być w większości przypadków naprawione (najczęściej wielokrotnie), technicznie uzasadniony czas eksploatacji elementu może być znacznie dłuższy niż teoretycznie wyznaczona jego żywotność (rys.1).



Rys. 1. Żywotność elementu a technicznie możliwy czas jego eksploatacji

Przedstawiona „filozofia” postępowania ma jedno ograniczenie wynikające z możliwości pojawienia się w materiale zmian własności o charakterze globalnym, będących rezultatem długotrwałej eksploatacji:

- zaawansowanego procesu pełzania,
- degradacji struktury na skutek długotrwałego oddziaływania wysokich temperatur oraz cieplno-mechanicznych naprężeń statycznych i zmiennych.

Dotychczas nie napotkano przypadków tak zaawansowanych i rozległych zmian własności materiału elementów, jakie uniemożliwiałyby ich naprawę lub rewitalizację.

Możliwości i ograniczenia diagnostyki

Strategia eksploatacji turbin w okresie poprzedzającym zakończenie ich rezerwu powinna opierać się, jeszcze w szerszym stopniu niż we wcześniejszym okresie eksploatacji, na wiedzy wynikającej z diagnostyki.

Postulat ten sprowadza się do przestrzegania niżej wymienionych ogólnych reguł:

- zakresy i harmonogramy badań powinny uwzględniać historię eksploatacji i aktualny stan techniczny,
- diagnostyka remontowa powinna być w logiczny sposób zintegrowana z diagnostyką eksploatacyjną,
- informacje powinny być w odpowiedni sposób uporządkowane i łatwo dostępne (należy unikać sytuacji gdy informacje są nadmiernie rozproszone lub gromadzone w taki sposób by były poza kontrolą i możliwością ich weryfikacji).

Nawet najlepiej prowadzona diagnostyka ma swoje słabości i ograniczenia, szczególnie odnosi się to do prognozowania.

Najlepsze rezultaty przynosi skojarzenie metod obliczeniowych i statystyki uszkodzeń. Na blokach zmodernizowanych obydwie podejścia sprawiają szczególnie problem. Wymiana, rewitalizacja i modernizacja elementów i węzłów konstrukcyjnych spowodowały, że w wielu przypadkach brakuje wiarygodnej statystyki (czas analizy krótki, liczność zdarzeń niewielka), a prognozowanie metodami obliczeniowymi natrafia na problemy równie trudne do pokonania.

Jak uwzględnić w obliczeniach wyczerpania trwałości elementów stalowych obecność wad odlewniczych, które są źródłem większości pęknięć nawet w obszarach odległych od karbów konstrukcyjnych?

Jak policzyć trwałość resztkową wirnika, aby z zadowalającą dla praktyki eksploatacyjnej dokładnością uwzględnić:

- aktualne własności materiałowe wirnika,
- rzeczywistą geometrię profilaktycznych zmian konstrukcyjnych,
- fragmentaryczną wiedzę na temat historii eksploatacji,
- niedokładności i ułomności wielu systemów opomiarowania turbin?

Bez odpowiedniego archiwizowania informacji, systemowego tworzenia wiedzy oraz wymiany doświadczeń problemy te będzie trudno rozwiązać.

Naprawa, regeneracja, rewitalizacja

Przykłady skutecznych sposobów wydłużania czasu pracy elementów turbin

U podstaw strategii eksploatacji i remontów powinna znajdować się wiedza, którą zapewnić może diagnostyka remontowa i eksploatacyjna. Stosowanie się do harmonogramu badań opracowanego na podstawie historii eksploatacji urządzenia i jego stanu technicznego pozwala nie tylko unikać awarii, ale także eliminować ryzyko niezaplanowanych czynności remontowych, szczególnie takich, gdy naprawa elementu ze względu na lokalizację i rozmiary pęknięć jest niemożliwa (tab. 1).

Niekorzystne, możliwe do przewidzenia następstwo zdarzeń można przewidzieć i skutecznie im zapobiegać. Taką funkcję pełni profilaktyka. Jest to sposób na najtańsze rozwiązywanie problemów wyczerpania żywotności elementów. Zamiast poświęcać znaczne siły i środki na to, aby policzyć, kiedy dany element w określonym miejscu pęknie, prościej, odwołując się do doświadczenia i statystyki, wykonać czynności, które sprawią, że inicjacja pęknięcia znacznie się opóźni lub w czasie resursu elementu (urządzenia) w ogóle nie wystąpi.

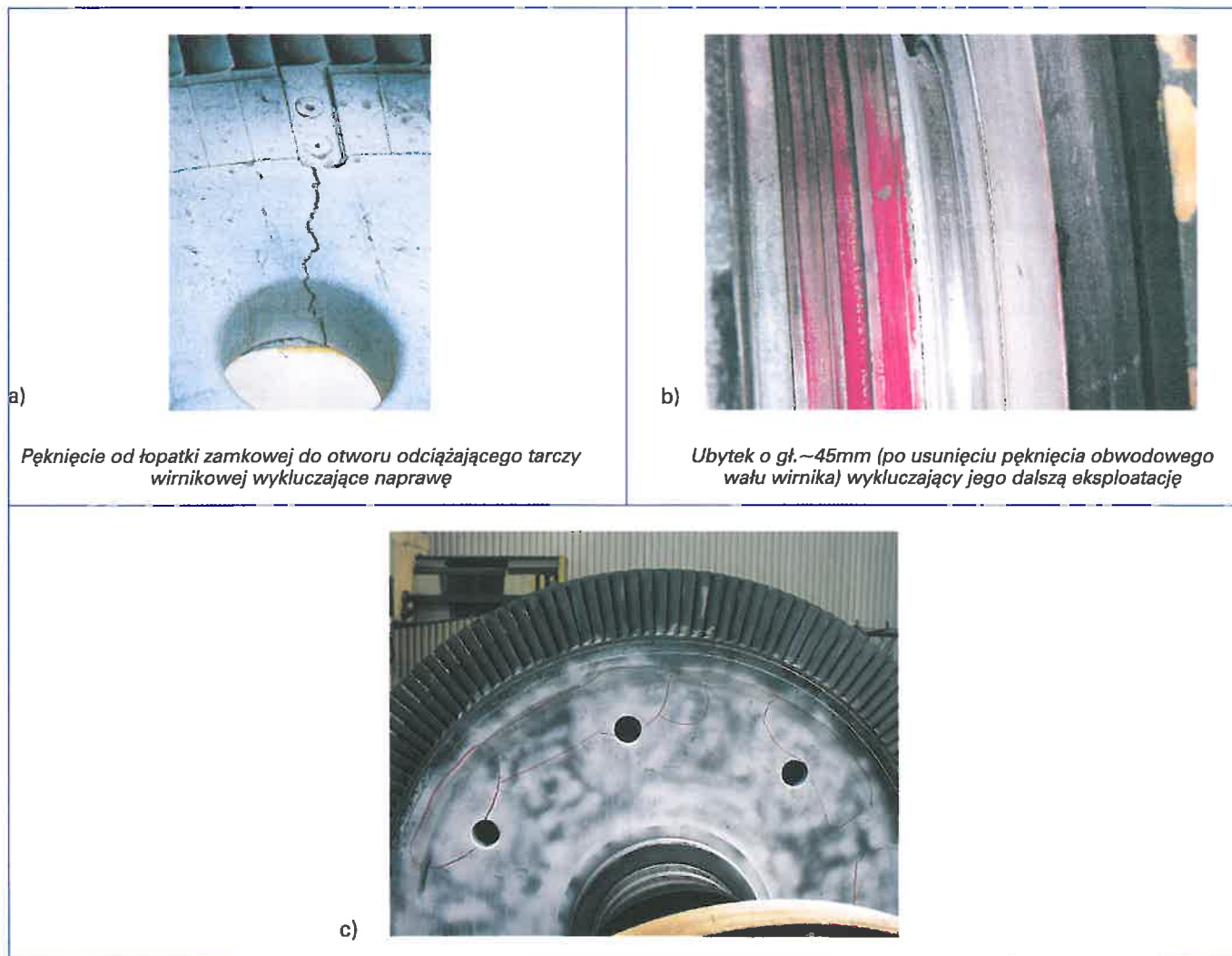
Sprawdzonym przykładem takiego podejścia są profilaktyczne przetoczenia w obrębie pierwszych stopni wirników WP i SP turbin 200 MW (tab. 2). Szczególną uwagę należy zwrócić na obszar za stopniem nr 1 wirników SP.

Brak działań profilaktycznych w odpowiednim czasie i/lub nieprawidłowo ustalone harmonogramy i zakresy badań mogą skutkować awarią lub wyeliminowaniem wirnika z dalszej eksploatacji. Większość pęknięć wirników na powierzchniach zewnętrznych i w otworach centralnych może być naprawiona przez ich usunięcie (tab. 3b i c). Analiza znanych nam wyników badań borosonicznych [6–8] wskazuje, że ryzyko powstania nienaprawialnych pęknięć od strony otworu centralnego przed upływem 300 tys. h pracy praktycznie nie występuje. Bardziej prawdopodobne i groźniejsze mogą być pęknięcia inicjowane na powierzchniach zewnętrznych wirników (karby konstrukcyjne wałów i tarcz wirnikowych), przykłady takich pęknięć przedstawiono w tabelach 1 i 3.

Odrębnym problemem są uszkodzenia elementów nasadzanych na skurcz [4]. Oprócz utraty połączenia skurczowego występować mogą pęknięcia propagujące od powierzchni gładkiej piasty (rzadziej), w narożach rowków wpustowych (częściej) [9] lub od krawędzi zewnętrznej piasty (tab. 4) [10].

Tabela 1

Przykłady sytuacji, gdy informacje o pęknięciach ujawniono zbyt późno





d)

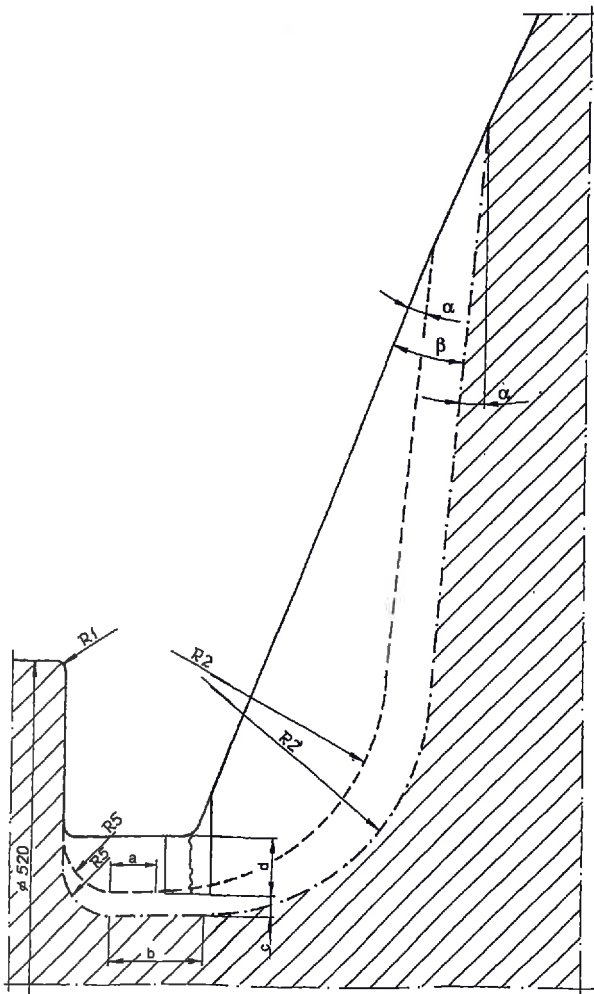


e)

Liczne pęknięcia od krawędzi otworów odciążających (d) oraz płyty (e) nasadzonej tarczy wirnikowej;
stan techniczny tarczy wykluczył jej naprawę

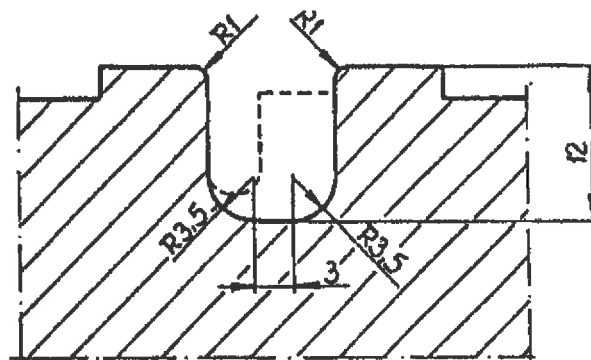
Tabela 2

Profilaktyczne zmiany konstrukcyjne wirników WP i SP turbiny 13K215



a)

Za stopniem nr 1 wirnika SP



b)

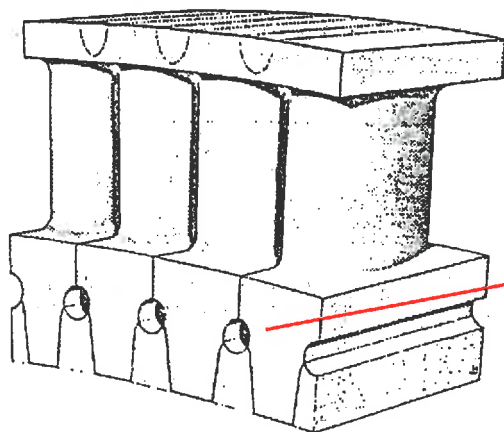
Korekta geometrii rowków dławnicy przedniej WP

Przykłady pęknięć wałów wirników możliwe do naprawy przez ich usunięcie

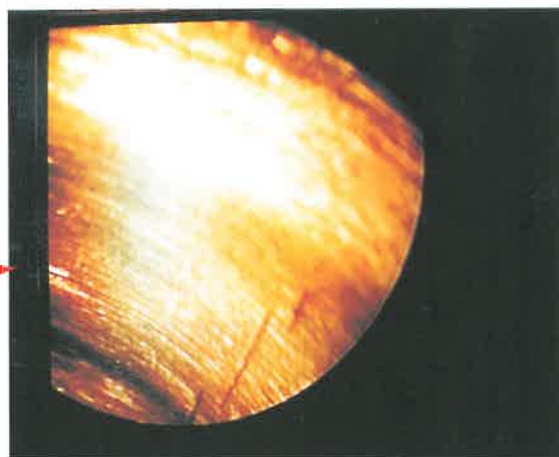


a)

Pęknięcie obrzeża tarczy wirnikowej w okolicy zamka oraz wycięte pióro topatki zamkowej (nieskuteczna próba zapobiegnięcia rozwojowi pęknięcia)

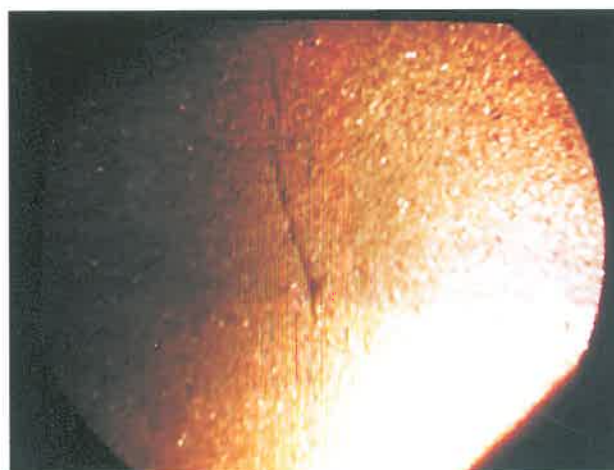


b)



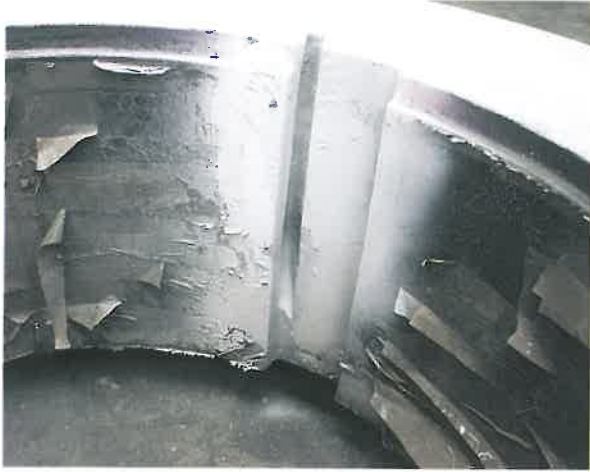
c)

Pęknięcia otworów odciążających stopnia regulacyjnego wirnika WP turbiny 18K345 możliwe do usunięcia przez rozwieranie



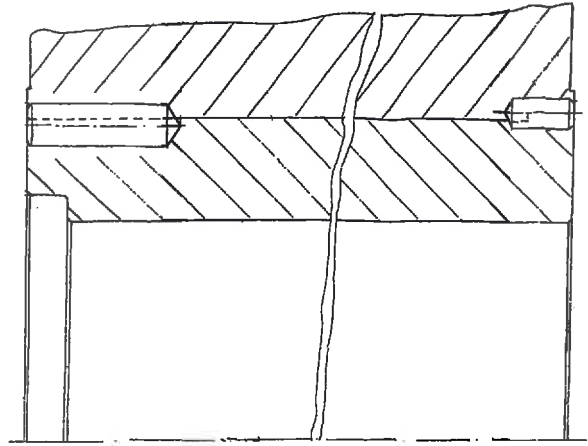
Nieciągłości na powierzchni otworu centralnego możliwe do usunięcia przez „butelkowanie” otworu

Naprawa tarczy nasadzanych przez tulejowanie



a)

*Tarcza po usunięciu pęknięcia powstałego
w narożu rowka wpustowego*



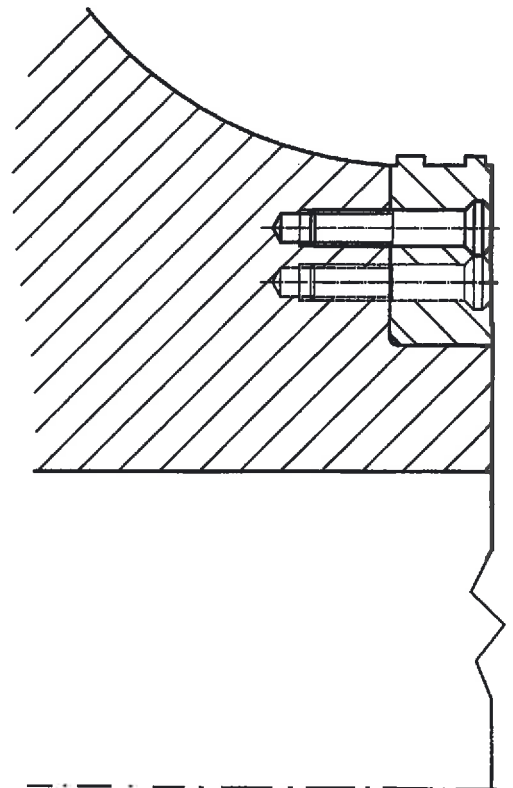
b)

Tarcza po naprawie przez tulejowanie



c)

*Pęknięcia ujawnione na powierzchni
tarczy nasadzonej*

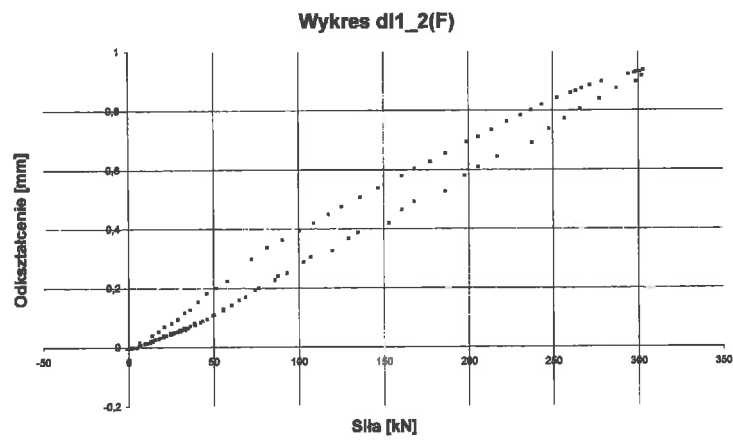


d)

Tarcza po rekonstrukcji piasty

Wydłużanie żywotności tarcz kierowniczych

Naprawa tarcz kierowniczych



Charakterystyka ugięcia tarczy kierowniczej



Uszkodzenia mechaniczne łopatek



Pęknięcia łopatek



Pęknięcia spoin naprawczych bandaży wewnętrznych

Regeneracja tarcz kierowniczych

e)



f)

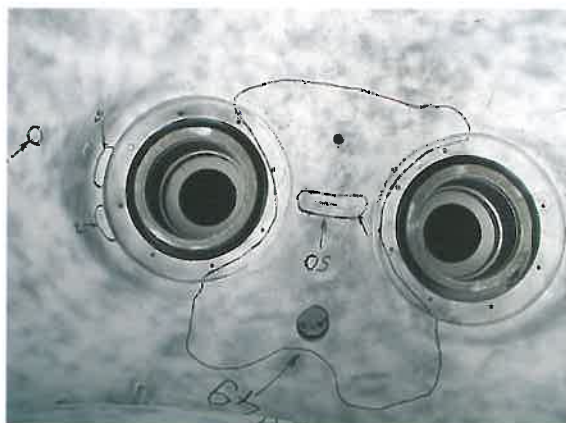


g)



Rewitalizacja kadłubów turbin parowych

Stan po badaniach defektoskopowych



a)

Pęknięcia ujawnione na powierzchni wewnętrznej kadłuba zewnętrznego WP turbiny 13K215



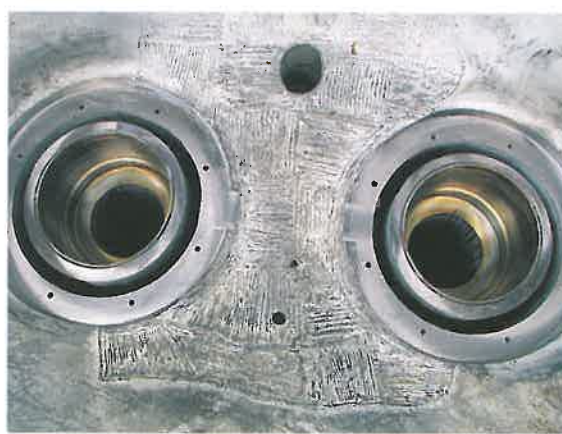
b)

Stan powierzchni wewnętrznej kadłuba zewnętrznego WP turbiny 13K215 po usunięciu pęknięć



c)

Stan powierzchni wewnętrznej kadłuba zewnętrznego WP turbiny 13K215 po naprawie przez spawanie



d)

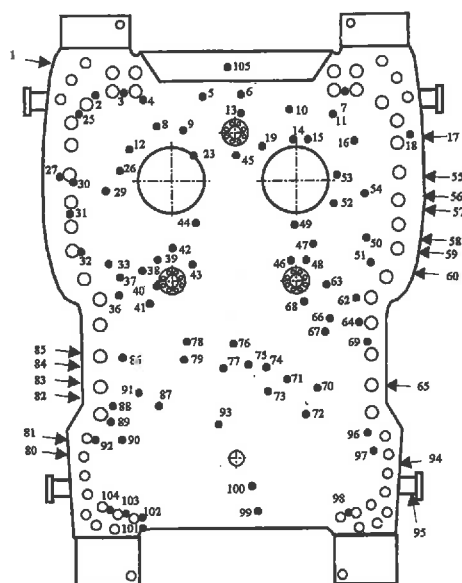
Stan powierzchni wewnętrznej kadłuba zewnętrznego WP turbiny 13K215 po rewitalizacji (spawaniu, obróbce cieplnej i obróbce mechanicznej)



e)

Kadłub zewnętrzny turbiny 13K215 po rewitalizacji przygotowany do transportu

Rewitalizacja kadłubów turbin parowych



f)

Stan powierzchni zewnętrznej części górnej kadłuba zewnętrznego WP turbiny 13K215 po badaniach defektoskopowych



g)

Stan powierzchni zewnętrznej części górnej kadłuba zewnętrznego WP turbiny 13K215 po usunięciu pęknięć


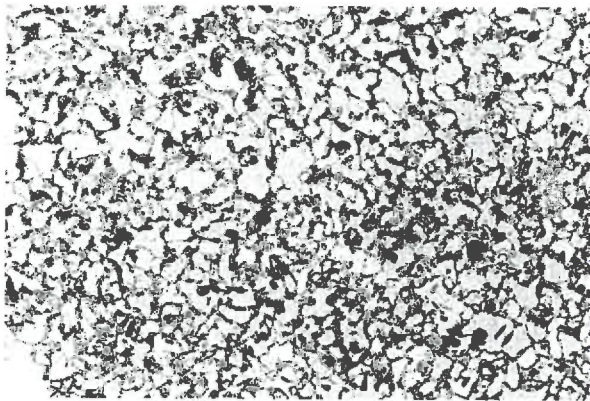
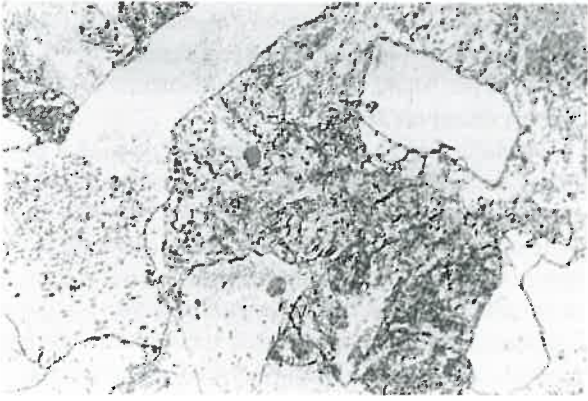





h)

Stan powierzchni zewnętrznej części górnej kadłuba zewnętrznego WP turbiny 13K215 po spawaniu

Rewitalizacja kadłubów turbin parowych

Stan materiału kadłuba turbiny przed i po rewitalizacji

Stan staliwa po eksploatacji		Stan staliwa po rewitalizacji	
a)  pow. 100x	b)  pow. 200x	c)  pow. 400x	d)  pow. 400x
Mikrostruktura			
<p>Feryt z perlitem i bainitem. Wielkość ziarna wg. PN-84/H-04507 4÷6. Węglik perlitu i bainitu skoagulowane. Liczne wydzielenia wewnątrz i po granicach ziarna.</p>		<p>Feryt z perlitem. Wielkość ziarna wg. PN-84/H-04507 8/9. Wydzielenia węglików wewnątrz ziarna.</p>	
Rodzaj przełomu			
100% krystaliczny		90% drobnokrystaliczny 10% ciągliwy	
			
Udarność (Charpy V)			
1,8 [da/Jcm ²]		>3,5 [da/Jcm ²]	
Twardość [HV30]			
153		151	

Uszkodzeniom ulegają wyłącznie tarcze wirnikowe stopni pracujących w strefie Wilsona (para nasycona plus kondensat). Mechanizm propagacji pęknięć wyjaśnia się obecnością korozji naprężeniowej. Pęknięcia, o ile nie przekroczą dopuszczalnych rozmiarów, są naprawialne przez tulejowanie (tab. 4).

Prognozując żywotność wirników należy mieć na uwadze możliwe do wystąpienia problemy związane z modernizacją układów łopatkowych. Dobrze zaprojektowane, wykonane i zamocowane łopatki mogą pracować ponad 200 tys. h.

Doświadczenia eksploatacyjne turbin po modernizacji układów łopatkowych wskazują także na doświadczenia negatywne, tj. uszkodzenia pojawiające się już po przepracowaniu 50–70 tys. h. [11].

W przypadku drastycznie źle dobranych łopatek zdarzają się także uszkodzenia obrzeży tarcz wirnikowych, w pierwszej kolejności pojawiają się w okolicach łopatek zamkowych (tab. 3a). Źle dobrane łopatki powinny być wymienione na nowe właściwie zaprojektowane; pęknięte obrzeża tarcz mogą być naprawione przez spawanie.

Objawami wykluczającymi dalszą eksploatację tarcz kierowniczych jest ich trwała nadmierna deformacja lub niedopuszczalna zmiana charakterystyki ich ugięcia.

Pozostałe możliwe do wystąpienia uszkodzenia, tj. pęknięcia łopatek oraz spoin bandaży wewnętrznych i zewnętrznych mogą być naprawione przez spawanie i obróbkę cieplną a łopatom przywrócona początkowa geometria (tab. 5).

Praktycznie niezależnie od liczby przepracowanych godzin (o ile nie występują globalne objawy pełzania) można przywrócić pierwotne cechy użytkowe kadłubom turbin i innym elementom stalowym (korpusom zaworów, korpusom sit parowych, zaworów zwrotnych i obejmom tarcz kierowniczych).

Poszczególne etapy rewitalizacji kadłuba zewnętrznego turbiny 13K215 przedstawiono w tabeli 6, a niektóre rezultaty możliwych do uzyskania zmian struktury i własności materiału odlewów w tabeli 7.

Proces rewitalizacji został wdrożony przez firmy *ZRE Katowice SA* i *Pro Novum* na początku lat dziewięćdziesiątych i towarzyszył modernizacji większości turbin 120 MW i 200 MW w krajowej energetyce (oraz w niektórych elektrowniach byłej Jugosławii) [5].

Zrewitalizowane kadłuby pracują bez żadnych problemów eksploatacyjnych i dotychczas nie wymagały naprawy przez spawanie w pierwszych remontach kapitalnych, czyli po upływie ca 40 000 h od rewitalizacji. Dotyczy to także kadłubów jednopłokowych.

Podsumowanie

Wymiany elementów turbin z powodu przekroczenia ich żywotności należą do rzadkości w krajowej elektroenergetyce. Wysoka cena nowych elementów stwarza dogodne, ekonomiczne warunki dla czynności alternatywnych, czyli naprawy, regeneracji i rewitalizacji.

Podobne tendencje występują w energetyce światowej. Nie widać przeszkód, aby podejście takie mogło być kontynuowane. Wraz z postępem czasu eksploatacji turbin przestrzeganie zasad profesjonalnej diagnostyki, remontów i eksploatacji będzie niewątpliwie rosło. W zakresie eksploatacji czynnikiem sprzyjającym jest zainstalowanie na blokach zmodernizowanych systemów monitorowania ich pracy oraz ograniczania ryzyka wystąpienia stanów awaryjnych. Możliwe jednak, że zdeterminowana przez wymagania ekonomiczne intensywne eksploatacja turbin mocno ograniczy skuteczność tych systemów. Paradoksalnie, czynnikiem pewnego ryzyka są także zabudowane w okresie modernizacji turbin elementy zmodernizowane. Ich współpraca z elementami (węzłami konstrukcyjnymi) starej generacji nie musi być bezproblemowa. Są już tego pierwsze przykłady, mimo że zmodernizowane turbiny nie pracują dłużej niż 70 000 h.

Wydaje się, że pewnej ewolucji powinna podlegać strategia obsługi technicznej turbin. Badania powinny mieć charakter kompleksowy, a ich wyniki powinny być przekształcane w czytelną dla eksploatacji i remontów wiedzę. Remonty powinny być tak przygotowywane, aby często skomplikowane technologicznie naprawy (regeneracje i rewitalizacje) nie prowadziły do wydłużania remontu i nie narażały inwestora na dodatkowe koszty postojów.

LITERATURA

- [1] Dobosiewicz J.: Eksploatacyjna przydatność turbin małej mocy po przekroczeniu 200 tys. h pracy. *Energetyka* 1993, nr 7
- [2] Dobosiewicz J.: Badania diagnostyczne urządzeń ciepłomechanicznych w energetyce – Część I. Zagadnienia ogólne. Turbiny i generatory. Biuro Gamma. Warszawa 1998
- [3] Dobosiewicz J.: Zasady przedłużania trwałości elementów krytycznych bloków energetycznych. *Energetyka* 1994, nr 1
- [4] Dobosiewicz J., Grzesiczek E.: Uszkodzenia nasadzanych kół roboczych turbin parowych. *Energetyka* 1992, nr 4
- [5] Dobosiewicz J. i inni: Dotychczasowe doświadczenia związane z rewitalizacją korpusów turbin parowych. *Energetyka* 1996, nr 1
- [6] Raport Nr 133/RBE/PN/2003
- [7] Raport Nr 124/RBE/PN/2003
- [8] Raport Nr 122/RBE/PN/2003
- [9] Świadectwo Jakości *Pro Novum* QC.14.048/2003
- [10] Sprawozdanie *Pro Novum* Nr 87.1089/2000/A
- [11] Sprawozdanie *Pro Novum* Nr 79.1336/2003



45-534 Katowice, ul. Czajek 41
tel. (0 32) 251 87 39, fax (0 32) 251 36 19
e-mail: enter@pronovum.com.pl
www.pronovum.com.pl