

## RACJONALIZACJA GOSPODARKI REMONTOWEJ ELEKTROWNI WĘGLOWYCH W UJĘCIU PROBABILISTYCZNYM

**Abstract.** *The paper presents the methodology to determine basic reliability indices of power machinery in coal fired power plants based on the use of the method of empirical probability density function (histogram) with a set number of observations in each class. For example, there are given results which have been obtained for a power machinery operating in domestic lignite-fired power units with a capacity of 370 MW installed in Bełchatow Power Plant for a particularly unreliable elements.*

**Słowa kluczowe:** blok energetyczny, niezawodność, optymalizacja gospodarki remontowej

### Wstęp

Ocena niezawodności procesu wytwarzania energii elektrycznej wymaga znajomości wskaźników niezawodnościowych elementów składowych bloku energetycznego oraz całej jednostki, będącej z kolei elementem składowym elektrowni. Stosowane na ogół analityczne metody oceny niezawodności bloków oparte na procesach Markowa, w których wskaźniki niezawodnościowe dla całej jednostki określa się na podstawie znajomości wskaźników niezawodnościowych znaczących układów i elementów bloku, posiadają jeden istotny mankament, jakim jest brak wystarczająco licznej populacji analizowanych zdarzeń dla większości rozpatrywanych elementów.

Dla złożonych obiektów ciepłno-mechanicznych, jakimi są bloki energetyczne, występują ponadto bardzo często przypadki parametrycznych uszkodzeń elementów, które mogą powodować wyłączenia bloków lub – w zależności od decyzji personelu ruchu obserwującego rozwój awarii oraz aktualną sytuację w całym systemie elektroenergetycznym – bloki mogą pozostawać przez ograniczony czas w stanie pracy. Świadczy to, że pod względem niezawodności jest to urządzenie wielostanowe, a nie dwustanowe (stan zdatności lub uszkodzenia całkowitego), jak zdecydowana większość elementów układów przesyłu i rozdziału energii elektrycznej [1].

Zużywanie się poszczególnych elementów i wynikająca stąd konieczność prowadzenia częstych i licznych prac konserwacyjnych urządzeń powodują, że bloki energetyczne muszą być poddawane okresowo remontom i przeglądom planowym. Skutki gospodarcze odstawień bloków do remontów zależą głównie od długości cykli międzyremontowych, czasu trwania poszczególnych remontów oraz terminów rozpoczęcia ich realizacji. Bardzo ważnym zagadnieniem jest więc optymalizacja wartości tych wielkości.

Analiza niezawodności bloków energetycznych prowadzona jest od wielu lat praktycznie we wszystkich przemysłowo rozwiniętych krajach, a jej wyniki są wykorzystywane zarówno na etapie eksploatacji (racjonalizacja gospodarki remontowej i materiałowej, ustalanie programów modernizacji urządzeń, formułowanie wymagań jakościowych wobec producentów), jak i projektowania (określanie normatywnych poziomów niezawodności odrębnych węzłów technologicznych i urządzeń bloków,

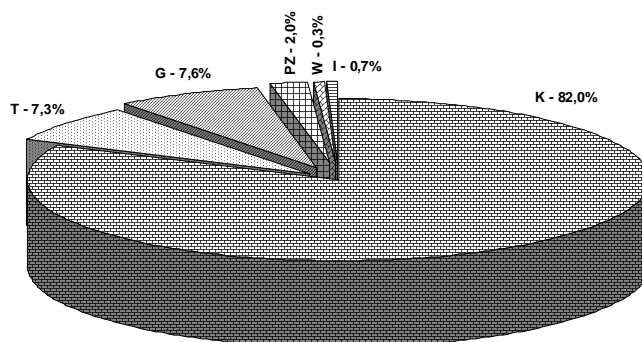
programowanie i optymalizacja poziomu niezawodności bloków, wybór optymalnego – ze względu na minimum sumarycznych kosztów – wariantu rozwiązania) [2].

Określenie optymalnego cyklu międzyremontowego bloku oraz zakresu poszczególnych remontów (od których zależy bezpośrednio wskaźnik dyspozycyjności czasowej bloków) jest złożonym problemem zarówno pod względem technicznym, jak i ekonomicznym. Oba te aspekty są ze sobą ściśle powiązane, bowiem niewykonanie w odpowiednim terminie niezbędnych zabiegów wymiany lub regeneracji zużytych w naturalnym procesie eksploatacji elementów urządzeń, pociąga za sobą określone skutki gospodarcze [3].

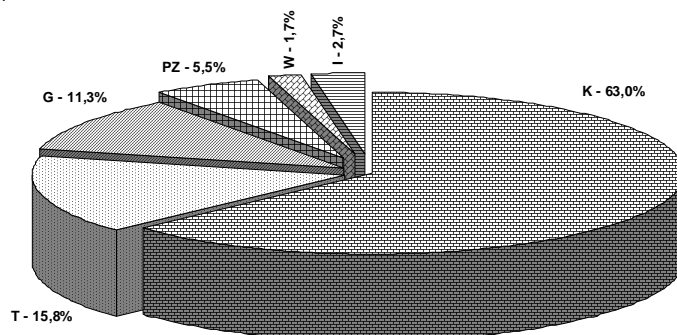
### Struktura wyłączeń awaryjnych bloków 370 MW opalanych węglem brunatnym

W polskim systemie elektroenergetycznym pracuje obecnie 12 bloków 370 MW opalanych pyłem węgla brunatnego, zainstalowanych w największej tego typu elektrowni w Europie – elektrowni „Bełchatów”.

a)



b)



Rys. 1. Struktura wyłączeń awaryjnych bloków 370 MW na węgiel brunatny w zależności od miejsca zaistnienia uszkodzenia w ujęciu: a) czasowym, b) ilościowym.

Objaśnienia: K – kocioł i przynależne mu urządzenia pomocnicze, T – turbina i przynależne jej urządzenia pomocnicze, G – generator i przynależne mu urządzenia pomocnicze, PZ – układ pomp wody zasilającej, W – układ pomp wody chłodzącej i pomp wody ruchowej, I – inne (w tym awarie urządzeń elektrycznych).

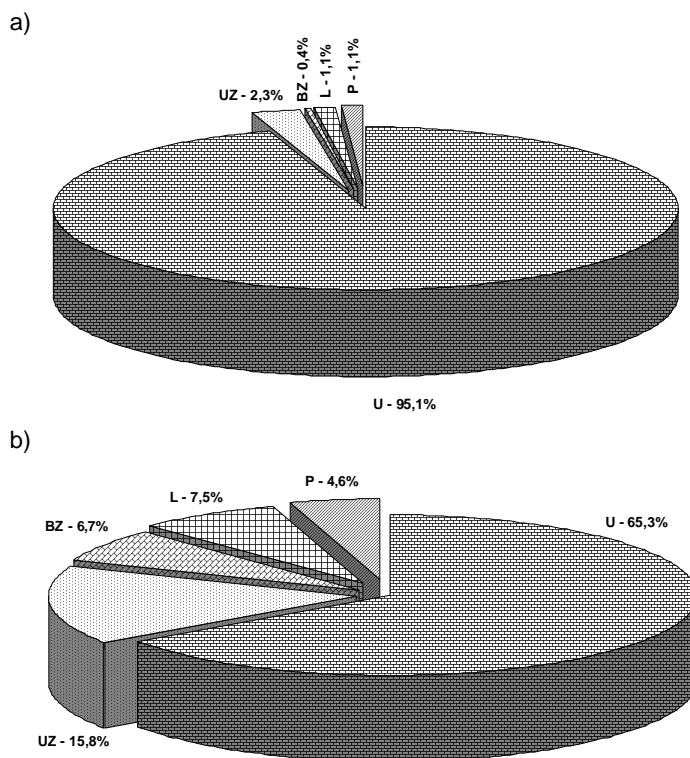
Elektrownia „Bełchatów” pracuje dla potrzeb Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) od momentu przekazania do eksploatacji 31 lipca 1982 r. pierwszego

## VII Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2012

bloku energetycznego, przy czym pełną projektowaną moc zainstalowaną osiągnęła po raz pierwszy 18 października 1988 r., po przekazaniu do eksploatacji ostatniego dwunastego bloku [4].

Po uruchomieniu w IV kwartale 2011 r. najnowocześniejszego w kraju bloku o mocy 858 MW na nadkrytyczne parametry pary całkowita moc zainstalowana elektrowni „Bełchatów” wynosi obecnie 5298 MW, co stanowi ok. 18% mocy zainstalowanej w polskiej energetyce zawodowej.

W celu dokonania jednoznacznej klasyfikacji każdego zaistniałego przypadku awarii i przyporządkowania go właściwemu elementowi bloku w jego strukturze niezawodnościowej opracowano trójstopniowy system dekompozycji bloku 370 MW. Przy jego opracowaniu wykorzystano znajomość poszczególnych układów technologicznych bloków 370 MW na węgiel brunatny oraz budowę i rolę, jaką w rozpatrywanych układach pełnią ich poszczególne elementy [5].



Rys. 2. Struktura wyłączeń awaryjnych bloków 370 MW na węgiel brunatny w zależności od przyczyny zaistnienia uszkodzenia w ujęciu: a) czasowym, b) ilościowym.  
Objaśnienia: U – trwałe uszkodzenie urządzenia, UZ – zakłócenie w pracy urządzenia wynikające z uszkodzenia w układach zabezpieczeń, sterowania i pomiarów, BZ – zakłócenie w pracy urządzenia z powodu błędnego działania układów zabezpieczeń, sterowania i pomiarów, L – błędy personelu eksploatacyjnego elektrowni, P – pozostałe przyczyny.

Na rys. 1 przedstawiono strukturę wyłączeń awaryjnych bloków 370 MW w zależności od miejsca zaistnienia uszkodzenia. Zamieszczone wykresy zostały sporządzone za cały dotychczasowy okres eksploatacji poszczególnych bloków w dwóch wariantach: a) czasowym, b) ilościowym.

Zdecydowanie największa liczba awarii dotyczy kotłów, w dalszej kolejności turbin, generatorów oraz układów pomp wody zasilającej (rys. 1b). Sumaryczny czas trwania awarii kotłów jest długi i stanowi ok. 82 % całkowitego czasu wyłączeń awaryjnych bloków (rys. 1a). Oznacza to, że decydujący wpływ na dyspozycyjność czasową elektrowni „Bełchatów” ma awaryjność kotłów BB-1150, powodowana najczęściej nieszczelnościami ich poszczególnych powierzchni ogrzewalnych, tzn. podgrzewacza wody (ECO), rur ekranowych parownika, rur wieszakowych wewnętrznych (P1A), przegrzewacza konwekcyjnego (P1B), przegrzewacza grodziowego (P3), przegrzewacza konwekcyjnego wylotowego (P4), przegrzewacza wtórnego wlotowego (M1) i przegrzewacza wtórnego wylotowego (M2).

Uszkodzenia powierzchni ogrzewalnych wynikają zasadniczo z interakcji szeregu zjawisk fizycznych i chemicznych, których najbardziej widocznym skutkiem jest erozja wodno-popiołowa. W przypadku kotłów BB-1150 wymienić jeszcze należy naderwania spoin przy płetwie (parownik) i usterki technologiczne (wadliwe spoiny – fabryczne, montażowe i remontowe oraz wady fabrykacyjne).

W bilansie wyłączeń awaryjnych bloków 370 MW dominują zdecydowanie przypadki spowodowane trwałymi uszkodzeniami urządzeń (U), które stanowią ponad 65 % wszystkich zaistniałych wyłączeń. Dość liczne są również krótkotrwałe wyłączenia bloków wynikające z zakłóceń występujących w pracy aparatury kontrolno-pomiarowej i automatyki (AKPiA) oraz układów zabezpieczeń i blokad technologicznych (UZ i BZ) (rys. 2b). Zakłócenia te nie wpływają jednak w istotny sposób na sumaryczny czas postojów awaryjnych bloków, bowiem stanowią tylko ok. 2,7 % łącznego czasu wyłączeń awaryjnych odnotowanych od początku eksploatacji elektrowni (rys. 2a).

W wyniku przeprowadzonych badań ustalono, że uszkodzeniom ulegają najczęściej rury ekranowe parowników i przegrzewacze konwekcyjne P1B, których awarie powodują wyłączenia kotłów BB-1150 odpowiednio w ok. 37 % i 15 % przypadków. Czasy napraw tych elementów stanowią łącznie ok. 65 % całkowitego czasu postojów awaryjnych kotłów BB-1150, co stanowi jednocześnie ok. 53 % całkowitego czasu postojów awaryjnych bloków 370 MW elektrowni „Bełchatów”

### **Modelowanie niezawodności bloków 370 MW Elektrowni Bełchatów**

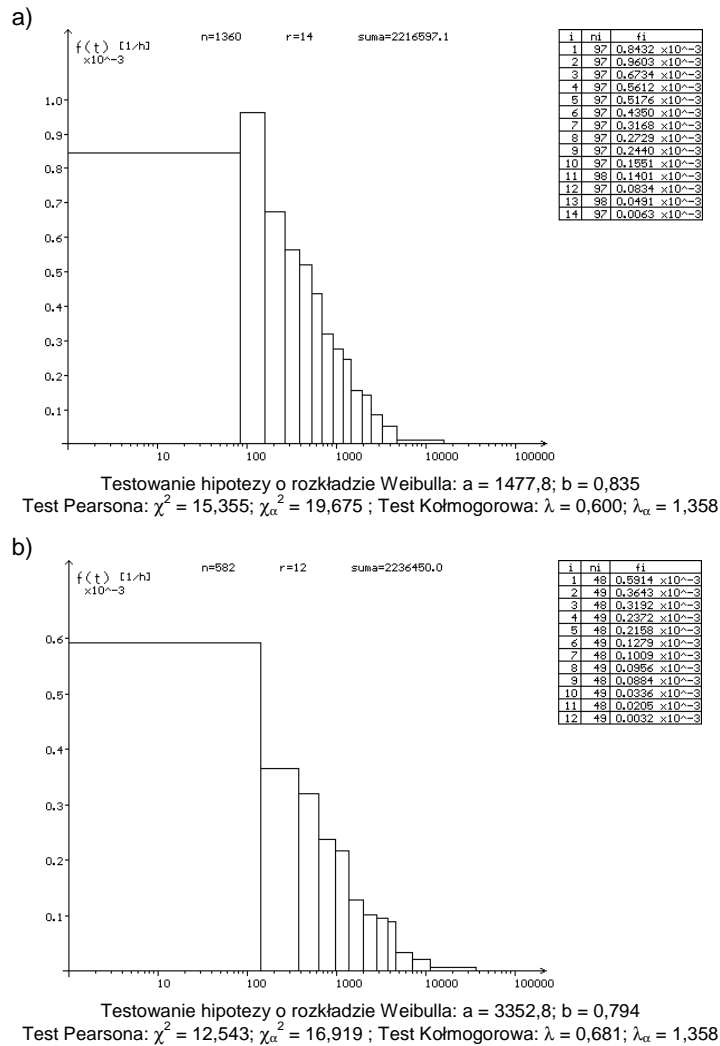
Stosowanie metod probabilistycznych, w odniesieniu do urządzeń wytwórczych bloków energetycznych, jest uzasadnione przy spełnieniu następujących warunków:

- istnieje możliwość uzyskania wiarygodnego (obiektywnego) opisu probabilistycznego analizowanych wielkości, co ma miejsce jedynie dla masowych wielkości losowych, nie podlegających aktywnemu oddziaływaniu człowieka;
- istnieje dostateczna pewność co do możliwości ekstrapolacji przeszłych zależności statystycznych na przyszłość, tzn. przy stacjonarności badanego procesu;
- wykonanie obliczeń probabilistycznych jest możliwe przy użyciu dostępnych środków obliczeniowych (komputera).

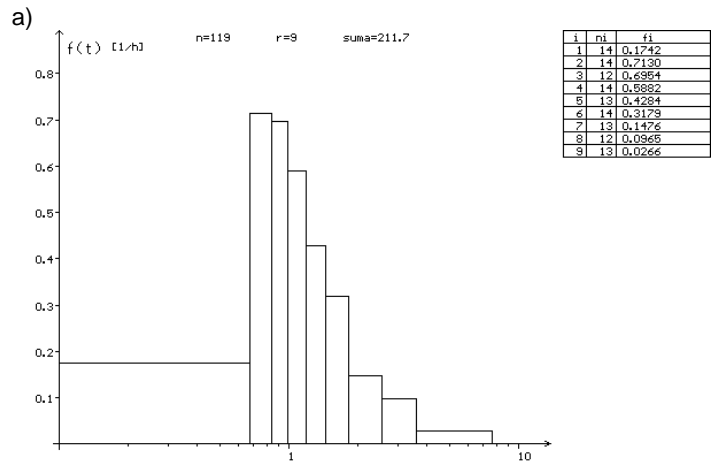
W przeprowadzonych badaniach niezawodnościowych bloków 370 MW elektrowni „Bełchatów” wykorzystano koncepcję bloku reprezentatywnego (uzasadnioną jednorodnością konstrukcyjną 12. bloków elektrowni oraz faktem ich pracy w zbliżonych warunkach eksploatacyjnych), co w konsekwencji pozwoliło ustalić odpowiednio liczne populacje przypadków zdarzeń awaryjnych nie tylko dla bloku, ale także jego głównych urządzeń (tzn. kotła, turbiny, generatora itd.) oraz rozpatrywanych elementów kotła. Przy ustalaniu tych populacji, pominięto przypadki awarii zaistniałych w początkowym okresie eksploatacji poszczególnych bloków (tzn. pominięto pierwsze trzy lata pracy bloku nr 1,

## VII Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2012

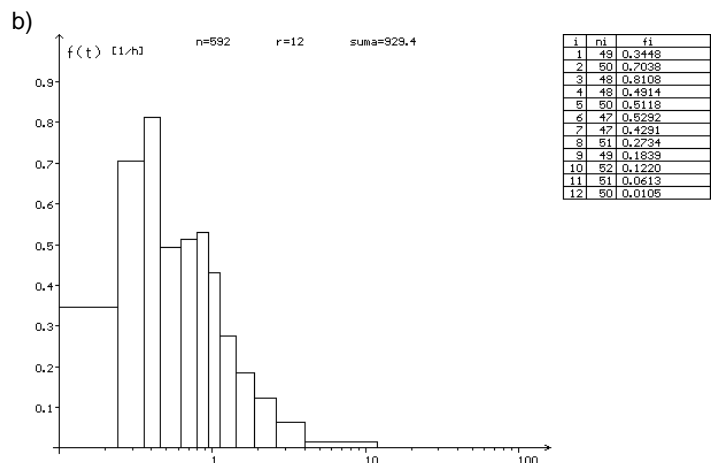
pierwsze dwa lata pracy bloku nr 2 oraz pierwszy rok pracy każdego z pozostałych bloków), gdyż stwierdzono, że awarie te wynikały w głównej mierze z uchybień projektowych i konstrukcyjnych oraz błędów montażowych urządzeń, czyli przyczyn charakterystycznych dla tzw. okresu oswojenia bloków.



Rys. 3. Histogramy czasów pracy zidentyfikowane jako rozkłady Weibulla: a) kocioł BB-1150, b) rury ekranowe parownika. Objaśnienia: i – wskaźnik iteracji, n – liczność próbek, r – liczba klas, suma – sumaryczna wartość wszystkich realizacji w próbce, ni – liczba realizacji w i-tej klasie, fi – wartość empirycznej funkcji gęstości prawdopodobieństwa dla i-tej klasy,  $\chi^2$  – wartość statystyki Pearsona,  $\chi_{\alpha}^2$  – krytyczna wartość statystyki Pearsona dla poziomu istotności  $\alpha = 0,05$ ,  $\lambda$  – wartość statystyki Kolmogorowa,  $\lambda_{\alpha}$  – krytyczna wartość statystyki Kolmogorowa dla poziomu istotności  $\alpha = 0,05$ .



Testowanie hipotezy o rozkładzie logarytmo-normalnym:  $m = 0,154$ ;  $\sigma = 0,278$   
 Test Pearsona:  $\chi^2 = 8,116$ ;  $\chi_{\alpha}^2 = 12,592$ ; Test Kołmogorowa:  $\lambda = 0,741$ ;  $\lambda_{\alpha} = 1,358$



Testowanie hipotezy o rozkładzie logarytmo-normalnym:  $m = -0,013$ ;  $\sigma = 0,429$   
 Test Pearsona:  $\chi^2 = 8,555$ ;  $\chi_{\alpha}^2 = 16,919$ ; Test Kołmogorowa:  $\lambda = 0,579$ ;  $\lambda_{\alpha} = 1,358$

Rys. 4. Histogramy czasów awarii zidentyfikowane jako rozkłady logarytmo-normalne: a) kocioł BB-1150 (czas awarii pozostałych), b) blok energetyczny (czas awarii pozostałych).

W opracowanym module obliczeniowym do identyfikacji rozpatrywanych modeli probabilistycznych występowania czasów pracy i czasów awarii urządzeń bloków 370 MW, uzyskanych w oparciu o metodę empirycznej funkcji gęstości prawdopodobieństwa o zadanej liczbie realizacji w klasach, wykorzystano tok postępowania polegający na badaniu zgodności otrzymanego rozkładu empirycznego z grupą wytypowanych rozkładów teoretycznych (wykładniczym, Weibulla, normalnym i logarytmo-normalnym), za pomocą statystycznych testów zgodności Pearsona i Kołmogorowa. Obliczenia wykonywane były na standardowym poziomie istotności  $\alpha = 0,05$ .

Badane rozkłady czasów pracy zidentyfikowane zostały jako rozkłady Weibulla z parametrem  $b < 1$  (rys. 3).

## VII Lubuska Konferencja Naukowo-Techniczna – i-MITEL 2012

W stanach awaryjnych stwierdzono natomiast silną zależność czasu likwidacji uszkodzenia (w obrębie tego samego urządzenia) od przyczyny jego powstania. Ustalono, że średnie czasy awarii wynikających z trwałego uszkodzenia danego urządzenia są wyraźnie dłuższe od wartości czasów awarii wyznaczonych łącznie dla pozostałych przyczyn wyłączeń (wynikających przede wszystkim z zakłóceń w pracy aparatury kontrolno-pomiarowej i automatyki oraz układów zabezpieczeń i blokad technologicznych, a także błędów personelu eksploatacyjnego). Przykładowe wartości tych czasów wynoszą odpowiednio: dla kotła 41,3 h i 1,75 h, dla turbiny – 59,7 h i 1,27 h, dla generatora – 78,9 h i 1,48 h, dla układu pompy wody zasilającej – 40,1 h i 1,95 h. Wnioskować stąd należy o przynależności czasów awarii do dwóch statystycznie różnych populacji i wynikającej stąd celowości odrębnego badania ich rozkładów.

Ogólnie można stwierdzić, że rozkłady czasów awarii są rozkładami logarytm-normalnymi (rys. 4).

### **Ocena parametrów niezawodnościowych bloków 370 MW i ich głównych urządzeń**

W wyniku estymacji parametrów zidentyfikowanych empirycznych rozkładów prawdopodobieństwa występowania czasów pracy i czasów awarii rozpatrywanych urządzeń bloku 370 MW, wyznaczono dla nich podstawowe niezawodnościowe wskaźniki eksploatacyjne, tzn.: oczekiwaną intensywność awarii, oczekiwany średni czas wyłączenia, oczekiwany łączny czas wyłączeń w ciągu roku i oczekiwany czas pracy bezawaryjnej.

W tabelicy 1 zestawiono wartości oczekiwane podstawowych niezawodnościowych wskaźników eksploatacyjnych dla reprezentatywnego bloku 370 MW i jego głównych urządzeń, natomiast w tabelicy 2 dla wybranych powierzchni ogrzewalnych kotła BB-1150 – tzn. dla podgrzewacza wody, parownika, rur wieszakowych wewnętrznych P1A, przegrzewacza konwekcyjnego P1B, przegrzewacza wylotowego P4, przegrzewacza wtórnego wlotowego M1, przegrzewacza wtórnego wylotowego M2 oraz dla wszystkich przegrzewaczy traktowanych łącznie.

Tablica 1. Wartości oczekiwane wskaźników niezawodnościowych dla głównych urządzeń bloku 370 MW

Miejsce awarii	Oczekiwana intensywność awarii, [1/a]	Średni czas wyłączenia, [h]	Łączny czas wyłączeń, [h/a]	Średni czas pomiędzy awariami, [h]
K	3,79	37,83	143,5	1620
T	0,83	13,31	11,00	7460
G	0,63	25,17	15,71	9870
PZ	0,34	11,11	3,73	18380
W	0,19	9,29	1,74	32910
I	0,52	9,36	4,85	11910
BLOK	5,36	30,70	164,5	1150

Uzyskane wyniki wskazują na parownik, jako najbardziej awaryjny element w układzie technologicznym bloku 370 MW. Średni czas trwania awarii wynosi dla niego ok. 41 h, co przy przewidywanej liczbie awarii w ciągu roku 1,62 daje łączny czas trwania wyłączeń awaryjnych ok. 66 h. Przewidywany czas międzyawaryjny jest dla parownika najkrótszy ze wszystkich badanych elementów kotła i wynosi tylko ok. 3820 h.

Tablica 2. Wartości oczekiwane wskaźników niezawodnościowych dla najbardziej zawodnych elementów kotła BB-1150 bloków 370 MW na węgiel brunatny

Miejsce awarii	Oczekiwana intensywność awarii, [1/a]	Średni czas wyłączenia, [h]	Łączny czas wyłączeń, [h/a]	Średni czas pomiędzy awariami, [h]
Podgrzewacz wody	0,40	37,76	14,97	15550
Parownik	1,62	40,92	66,07	3810
Rury wieszakowe wewnętrzne P1A	0,40	40,61	16,10	15610
Przegrzewacz konwekcyjny P1B	0,62	44,39	27,49	9950
Przegrzewacz wylotowy PIV	0,26	51,32	13,56	23330
Przegrzewacze wtórny wlotowy M1	0,35	39,75	14,05	17450
Przegrzewacze wtórny wylotowy M2	0,18	46,20	8,22	34650
Przegrzewacze (łącznie)	1,46	43,61	63,67	4220

### Podsumowanie

O stopniu bezpieczeństwa każdego systemu decydują jego najłabsze ogniwa, jakimi są bloki energetyczne. Dlatego bez znajomości przyczyn i częstości zakłóceń w pracy podstawowych urządzeń wytwórczych bloków nie jest możliwe prognozowanie optymalnych terminów remontów i modernizacji, ani też udzielanie wiarygodnych gwarancji, co do niezawodności dostaw energii elektrycznej.

Zgromadzone przez autora dane statystyczne dotyczące zakłóceń w pracy krajowych bloków 370 MW na węgiel brunatny, pozwalają analizować w długim horyzoncie czasowym zmienność ich wskaźników niezawodnościowych oraz określać przyczyny i skutki wadliwej pracy poszczególnych urządzeń wytwórczych. Uzasadnione ekonomicznie wartości intensywności występowania awarii mogą być miernikiem trwałości urządzeń bądź ich poszczególnych elementów, a ich znajomość pomocna w tworzeniu programów przyszłej modernizacji bloków oraz optymalizacji gospodarki remontowej i materiałowej całej elektrowni.

### Bibliografia

1. Paska J., Wójcik P., Bargiel J., Goc W., Sowa P. Data for electric power system calculations. 8th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, September 2005, Poland, s. 477-482.
2. Allan R.N., Billinton R. Power system reliability and its assessment. Power Engineering Journal. July 1992, November 1992, August 1993.
3. Kececioglu D. Reliability Engineering Handbook. DEStech Publ. 2002.
4. Bilkowski E., Gieras M., Skierski J., Oziemski A., Sikora R. Niezawodnościowe wskaźniki eksploatacyjne bloków 360 MW Elektrowni Bełchatów S.A. Energetyka 2003, nr 3, s. 144-149.
5. Bilkowski E., Gieras M., Skierski J., Oziemski A. Niezawodność elektrowni Bełchatów S.A. w ujęciu statystycznym. BMP 2003, nr 6, s. 14-18.

"Projekt został sfinansowany ze środków Narodowego Centrum Nauki".

**Autor:** Andrzej Oziemski, dr inż., Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki, ul.Stefanowskiego 18/22, 90-924 Łódź, e-mail: andrzej.oziemski@p.lodz.pl