

Maciej Pawlik*, Andrzej Oziemski*

ESTYMACJA PARAMETRÓW NIEZAWODNOŚCIOWYCH BLOKÓW ENERGETYCZNYCH 370 MW OPALANYCH WĘGLEM BRUNATNYM

1. Wstęp

Nadrzędnym zadaniem każdego systemu elektroenergetycznego jest zapewnienie wszystkim odbiorcom ciągłości dostaw energii elektrycznej o odpowiedniej jakości, przy możliwie najniższych kosztach jej wytwarzania. Wielkie awarie systemowe (tzw. *black'outy*), jakie zaistniały w ostatnich latach w USA, Wielkiej Brytanii i we Włoszech potwierdziły wagę niezawodności systemu elektroenergetycznego. Okazało się, że pozbawienie zasilania w energię elektryczną w całym systemie jest realne i może zaistnieć praktycznie w każdym kraju.

Z praktyki eksploatacyjnej wiadomo, że awaryjność podstawowych elementów bloków energetycznych jest wielokrotnie większa niż pozostałych elementów systemu elektroenergetycznego (tzn. linii, transformatorów, urządzeń rozdzielczych, układów zabezpieczeń i automatyki itd.) [1]. Odmienna jest również ich analiza niezawodnościowa, co wynika przede wszystkim z faktu stanowienia przez zasadnicze elementy bloku złożonych urządzeń ciepłno-mechanicznych (kocioł, turbozespół, urządzenia pomocnicze), podlegających przy tym intensywnym procesom zużycia i zmęczenia materiału. Zjawiska te w znacznie mniejszym stopniu występują w typowych urządzeniach elektrycznych, w których procesom starzenia podlegają w zasadzie tylko elementy mechaniczne (tj. styki, konstrukcje liniowe, itp. elementy) oraz izolacja pochodzenia organicznego. Powyższe czynniki powodują, że elektrownie są najbardziej zawodnymi ogniwami każdego systemu elektroenergetycznego.

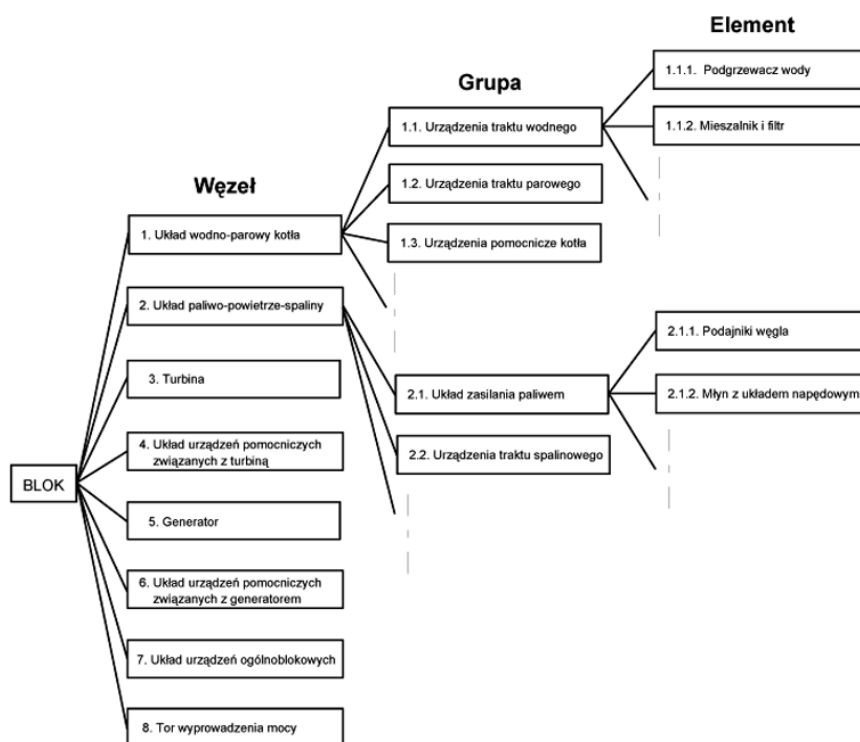
W Instytucie Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej prowadzone są, od początku eksploatacji elektrowni „Bełchatów”, badania nad niezawodnością zainstalowanych w niej bloków 370 MW. Zasadniczym celem prowadzonych analiz jest określenie wartości podstawowych wskaźników niezawodnościowych dla głównych urządzeń bloków oraz ich szczególnie awaryjnych elementów — zwłaszcza w odniesieniu do powierzchni ogrzewalnych kotła BB-1150 [2, 3].

* Wydział Elektrotechniki, Elektroniki, Informatyki i Automatyki, Politechnika Łódzka, Łódź

W tym celu szczegółowej weryfikacji poddano gromadzone systematycznie zbiory danych statystycznych pod kątem eliminacji z nich przypadków nie posiadających cech losowych (tzn. podlegających aktywnemu oddziaływaniu personelu ruchu i obsługi). Uwzględniono także, praktykowane powszechnie w elektrowniach krajowych przypadki tzw. przekwalifikowań, polegających na rejestrowaniu części faktycznie zaistniałych awarii jako remonty planowe lub postoje w rezerwie — na co pozwala utrzymująca się od dłuższego czasu nadwyżka mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE).

2. Struktura wyłączeń awaryjnych bloków 370 MW

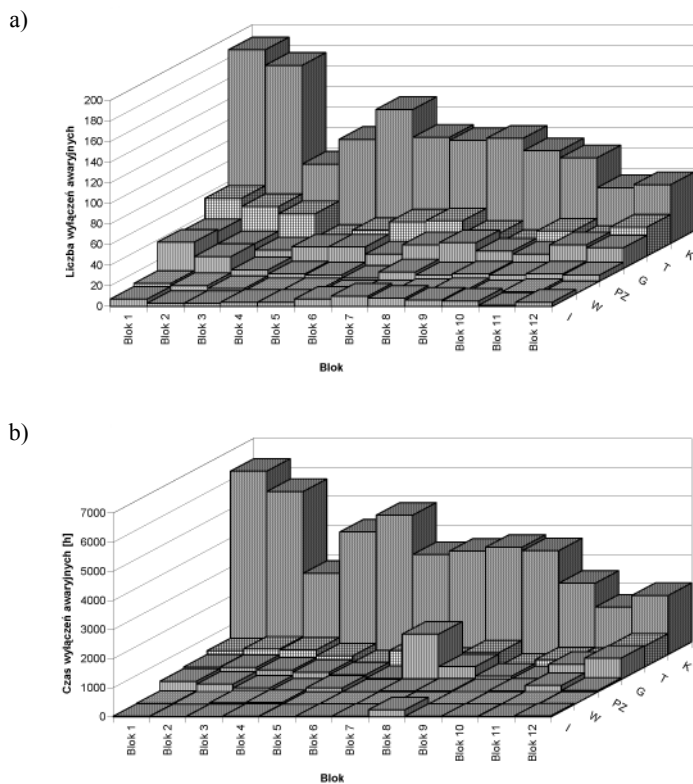
Elektrownia „Bełchatów” pracuje dla potrzeb KSE od 1982 r., kiedy to przekazano do eksploatacji pierwszy z dwunastu bloków energetycznych (ostatni blok został uruchomiony w 1988 r.). Z obecną mocą zainstalowaną 4440 MW jest to największa elektrownia blokowa opalana węglem brunatnym w Europie. Podstawowym źródłem informacji o awaryjności urządzeń bloków elektrowni były protokoły awaryjności urządzeń, zawierające opis i analizę zaistniałego uszkodzenia, a także inne materiały archiwizowane przez służby kontroli eksploatacji elektrowni.



Rys. 1. Schemat ideowy trójstopniowej dekompozycji bloku 370 MW dla potrzeb modelu niezawodnościowego

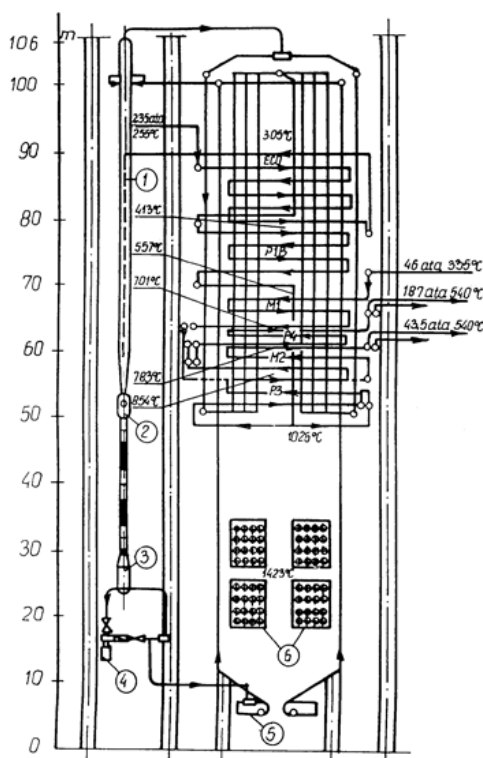
W celu dokonania jednoznacznej klasyfikacji każdego przypadku awarii i przyporządkowania go właściwemu elementowi bloku w jego strukturze niezawodnościowej, opracowano trójstopniowy system dekompozycji bloku, którego schemat ideowy przedstawiono na rysunku 1. Podstawą schematów struktur niezawodnościowych poszczególnych grup, węzłów oraz całego bloku jest znajomość układów technologicznych oraz budowy i zadań jakie w rozpatrywanych układach pełnią ich poszczególne elementy.

Szczegółową statystykę wyłączeń awaryjnych zaistniałych na wszystkich 12 blokach elektrowni „Bełchatów” (od początku ich eksploatacji do końca 2008 r.) zamieszczono na rysunku 2. Na tej podstawie można stwierdzić, że struktura uszkodzeń głównych urządzeń wytwórczych (tzn. kotłów, turbin, generatorów itd.) dla poszczególnych bloków elektrowni jest bardzo zbliżona. W ogólnym bilansie wyłączeń dominują zdecydowanie awarie kotłów BB-1150 (a), które mają decydujący wpływ na dyspozycyjność czasową elektrowni (b).



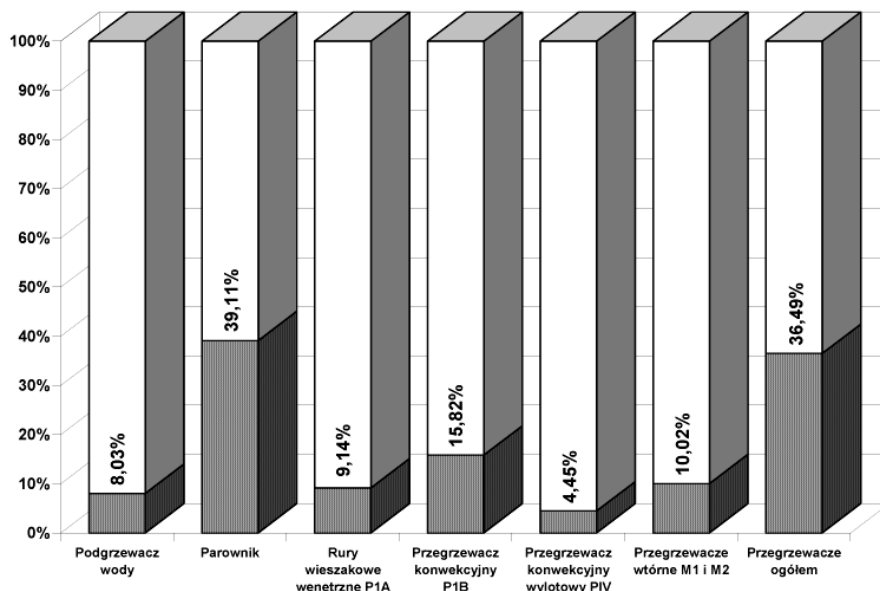
Rys. 2. Struktura wyłączeń awaryjnych bloków elektrowni „Bełchatów” w zależności od miejsca zaistnienia uszkodzenia w ujęciu: a) ilościowym; b) czasowym. Objaśnienia: K — kocioł i przynależne mu urządzenia pomocnicze; T — turbina i przynależne jej urządzenia pomocnicze; G — generator i przynależne mu urządzenia pomocnicze, PZ — układ pomp wody zasilającej; W — układ pomp wody chłodzącej i pomp wody ruchowej; I — inne (w tym awarie urządzeń elektrycznych)

Zainstalowane w elektrowni „Bełchatów” kotły BB-1150 (rys. 3) są kotłami bezwalcakowymi, o sylwetce jednociągowej, z wymuszonym obiegiem wody w parownikach w całym zakresie obciążeń. Ściany membranowe rur parownika tworzą w dolnej części kotła komorę paleniskową, zaś w górnej części tzw. ciąg konwekcyjny. Przewężacze pary pierwotnej i wtórnej oraz podgrzewacze wody są wykonane w układzie leżącym, zaś rury tworzące te powierzchnie są zawieszane na wewnętrznych rurach wieszakowych. Cała konstrukcja kotła jest podwieszona na ruszcie wspartym na słupach konstrukcji nośnej.



Rys. 3. Przekrój kotła BB-1150 zainstalowanego w blokach 370 MW na węgiel brunatny.
 Objasnienia: ECO — podgrzewacz wody; P1B — przewężacz konwekcyjny; P3 — przewężacz grodziowy; P4 — przewężacz konwekcyjny wylotowy; M1 — przewężacz wtórny wlotowy; M2 — przewężacz wtórny wylotowy; 1 — wodooddzielacz; 2 — mieszalnik; 3 — filtr; 4 — pompa cyrkulacyjna; 5 — komory pierścieniowe dolne parownika; 6 — palniki pyłowe

Ustalono, że uszkodzeniom ulegają najczęściej rury ekranowe parowników i przewężacze konwekcyjne P1B, których awarie powodują wyłączenia kotłów odpowiednio w ok. 39% i 16% przypadków (rys. 4). Czasy napraw tych elementów stanowią łącznie ponad 66% całkowitego czasu postojów awaryjnych kotłów, co stanowi jednocześnie blisko 56% całkowitego czasu postojów awaryjnych bloków.



Rys. 4. Procentowy udział nieszczelności poszczególnych powierzchni ogrzewalnych w ogólnym bilansie wyłączeń awaryjnych kotłów BB-1150

3. Histogramy czasów pracy i czasów awarii urządzeń bloków 370 MW zainstalowanych w 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).

Przy założeniu stacjonarności rozpatrywanego procesu (zweryfikowanym lub nie) można przystąpić do identyfikacji modelu probabilistycznego danej wielkości, rozumianego jako rozkład prawdopodobieństwa zmiennej losowej.

W przeprowadzonych badaniach niezawodnościowych bloków 370 MW elektrowni „Bełchatów” wykorzystano koncepcję bloku reprezentatywnego (uzasadnioną jednorodnością konstrukcyjną wszystkich 12 bloków elektrowni oraz faktem ich pracy w zbliżonych warunkach).

kach eksploatacyjnych), co w rezultacie 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, pierwsze dwa lata pracy bloku nr 2 oraz pierwszy rok pracy każdego z pozostałych bloków) gdyż stwierdzono, że awarie te wynikały przede wszystkim z uchybień projektowych i konstrukcyjnych oraz błędów montażowych urządzeń — przyczyn charakterystycznych dla tzw. okresu osławiania bloków.

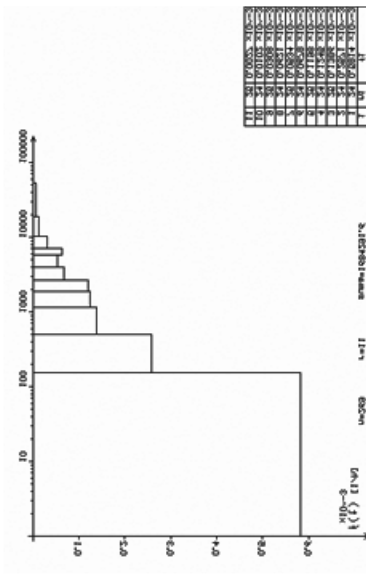
W opracowanym module obliczeniowym do identyfikacji rozpatrywanych modeli probabilistycznych występowania czasów pracy i czasów awarii urządzeń bloków 370 MW, uzyskanych w oparciu o metodę empirycznej funkcji gęstości prawdopodobieństwa o zadanej liczbie realizacji w klasach, wykorzystano tok postępowania 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 $\alpha = 0,05$ [4, 5].

Badane rozkłady czasów pracy zidentyfikowane zostały jako rozkłady Weibulla z parametrem $b < 1$ (rys. 5). 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 40,3 i 1,79 h, dla turbiny — 62,5 i 1,24 h, dla generatora — 84,0 i 1,39 h, dla układu pompy wody zasilającej — 52,0 i 1,91 h. Wnioskować stąd należy o przynależności czasów awarii do dwóch statystycznie różnych populacji i wynikającej stąd celowości odrębnego badania ich rozkładów. Ogólnie można jednak stwierdzić, że rozkłady czasów awarii są rozkładami logarytmo-normalnymi (rys. 6).

W kolejności, na drodze 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 oraz oczekiwany czas pracy bezawaryjnej.

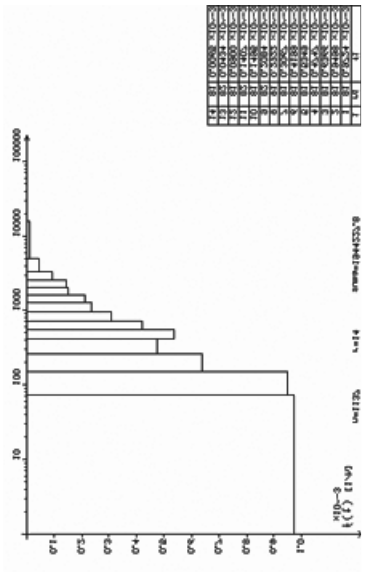
W tabeli 1 zestawiono wartości oczekiwane podstawowych niezawodnościowych wskaźników eksploatacyjnych dla reprezentatywnego bloku 370 MW i jego głównych urządzeń, natomiast w tabeli 2 dla wybranych powierzchni ogrzewalnych kotła BB-1150 — tzn. dla podgrzewacza wody, parownika, rur wieszakowych wewnętrznych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

a)



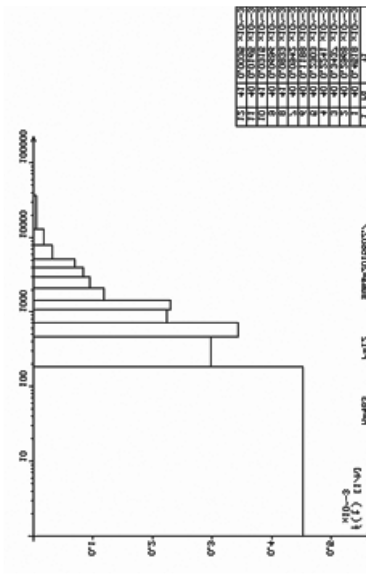
Testowanie hipotezy o rozkładzie Weibulla: $a = 15200, b = 0,807$.
 Test Pearson: $\chi^2 = 13,646, \chi_{\alpha}^2 = 19,675$. Test Kolmogorowa: $\lambda = 0,390, \lambda_{\alpha} = 1,358$

b)



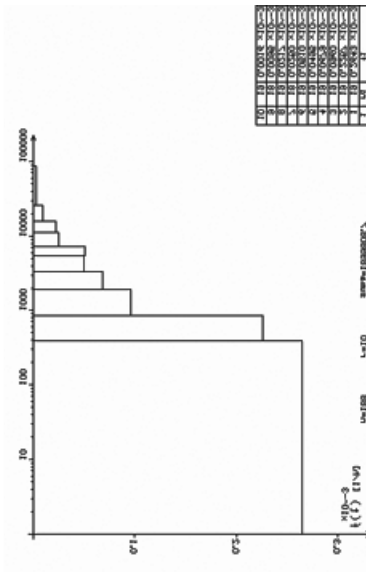
Testowanie hipotezy o rozkładzie Weibulla: $a = 4954,3, b = 0,676$.
 Test Pearson: $\chi^2 = 11,310, \chi_{\alpha}^2 = 15,507$. Test Kolmogorowa: $\lambda = 0,743, \lambda_{\alpha} = 1,358$

c)



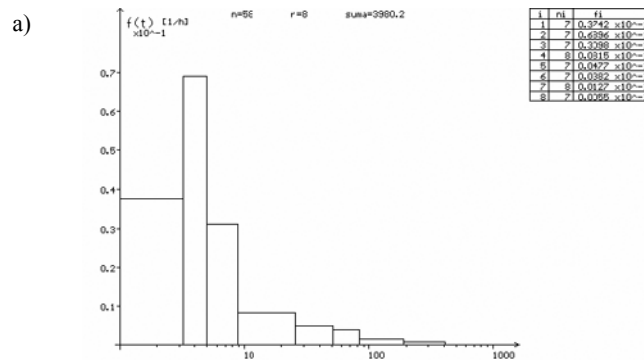
Testowanie hipotezy o rozkładzie Weibulla: $a = 3668,5, b = 0,801$.
 Test Pearson: $\chi^2 = 16,130, \chi_{\alpha}^2 = 16,919$. Test Kolmogorowa: $\lambda = 0,850, \lambda_{\alpha} = 1,358$

d)

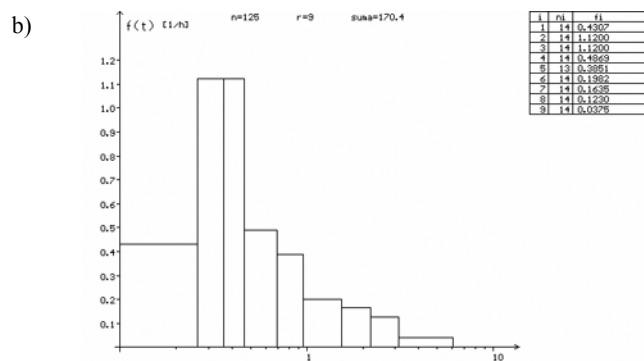


Testowanie hipotezy o rozkładzie Weibulla: $a = 8211,7, b = 0,721$.
 Test Pearson: $\chi^2 = 5,421, \chi_{\alpha}^2 = 14,067$. Test Kolmogorowa: $\lambda = 0,380, \lambda_{\alpha} = 1,358$

Rys. 5. Funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasów międzyawaryjnych zidentyfikowane jako rozkłady Weibulla:
 a) kocioł BB-1150; b) turbina 18K360; c) parownik; d) przegrzewacz konwekcyjny PIB



Testowanie hipotezy o rozkładzie logarytm-normalnym: $m = 1,365$, $\sigma = 0,697$
 Test Pearsona: $\chi^2 = 8,389$, $\chi_{\alpha}^2 = 11,070$. Test Kolmogorowa: $\lambda = 0,664$, $\lambda_{\alpha} = 1,358$



Testowanie hipotezy o rozkładzie logarytm-normalnym: $m = -0,064$, $\sigma = 0,425$
 Test Pearsona: $\chi^2 = 12,359$, $\chi_{\alpha}^2 = 12,592$. Test Kolmogorowa: $\lambda = 0,842$, $\lambda_{\alpha} = 1,358$

Rys. 6. Funkcje gęstości prawdopodobieństwa czasów awaryjnych zidentyfikowane jako rozkłady logarytm-normalne:
 a) generator GTHW-360 (awarie trwałe); b) generator GTHW-360 (awarie pozostałe)

TABELA 1
Wartości oczekiwane wskaźników niezawodnościowych dla podstawowych 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	3,46	36,6	126,6	1 710
T	0,91	14,0	12,78	6 490
G	0,62	27,6	16,96	9 630
PZ	0,35	14,1	4,86	17 180
W	0,18	5,3	0,95	32 880
I	0,27	9,6	2,54	22 320
BLOK	5,05	28,7	144,9	1 170

TABELA 2
Wartości oczekiwane wskaźników niezawodnościowych dla najbardziej zawodnych elementów kotła BB-1150

Miejsce awarii	Oczekiwana intensywność awarii, 1/a	Średni czas wyłączenia, h	Łączny czas wyłączeń, h/a	Średni czas pomiędzy awariami, h
Podgrzewacz wody	0,35	38,2	13,2	17 170
Parownik	1,43	39,7	56,6	4 150
Rury wieszakowe wewnętrzne P1A	0,36	40,6	14,7	16 330
Przegrzewacz konwekcyjny P1B	0,59	44,6	26,1	10 110
Przegrzewacz wylotowy PIV	0,22	51,5	11,0	27 690
Przegrzewacze wtórny wlotowy M1	0,34	39,8	13,6	17 390
Przegrzewacze wtórny wylotowy M2	0,17	45,0	7,8	34 290
Przegrzewacze (łącznie)	1,34	43,3	58,0	4 420

Uzyskane wyniki wskazują na parownik, jako najbardziej awaryjny element w układzie technologicznym bloku 370 MW. Średni czas trwania awarii wynosi dla niego ok. 40 h, co przy przewidywanej liczbie awarii w ciągu roku 1,43 daje łączny czas trwania wyłączeń awaryjnych ok. 57 h. Przewidywany czas międzyawaryjny jest dla parownika najkrótszy ze wszystkich badanych elementów kotła i wynosi tylko ok. 4 150 h.

4. Podsumowanie

Gromadzone systematycznie od początku eksploatacji elektrowni „Bełchatów” dane statystyczne, dotyczące zakłóceń w pracy zainstalowanych w niej bloków 370 MW, 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 elektrowni.

LITERATURA

- [1] *Allan R.N., Billinton R.*: Power system reliability and its assessment. Power Engineering Journal. July 1992, November 1992, August 1993
- [2] *Buchta J., Oziemski A.*: Reliability of large power units in probabilistic approach. 9th International Conference „Electrical Power Quality and Utilisation”. Barcelona, październik 2007, CD proceedings, paper 295
- [3] *Buchta J., Oziemski A., Pawlik M.*: Estimation of reliability measures of 370 MW lignite fueled power units operating in Poland. 6th International Scientific and Technical Conference „Efficiency and Power Quality of Electrical Supply of Industrial Enterprises”. Mariupol, Ukraines, 295–298, maj 2008
- [4] *Barlow R.E., Proschan F.*: Mathematical theory of reliability. Wiley, New York, 1965
- [5] *Kececioglu D.*: Reliability Engineering Handbook. DEStech Publ., 2002