Józef Paska,
Instytut Elektroenergetyki PW

Grzegorz Parciński
Agencja Rynku Energii SA

Wskaźniki niezawodnościowe i eksploatacyjne krajowych bloków energetycznych

W artykule przedstawiono opis systemu gromadzenia i przetwarzania danych o awaryjności bloków energetycznych 120—500 MW, utrzymywanego w Agencji Rynku Energii SA Systemem tym jest objęte 113 bloków energetycznych o łącznej mocy, stanowiącej ok. 2/3 zdolności wytwórczej krajowego systemu elektroenergetycznego. Podano definicje obliczanych wskaźników wraz z porównaniem ze stosowanymi przez NERC (*North American Electric Reliability Council*) w systemie GADS (*Generating Availability Data System*), a także wartości wskaźników niezawodnościowych i eksploatacyjnych krajowych bloków energetycznych w ostatnich latach. Dokonano porównania z danymi amerykańskich bloków energetycznych.

Badanie awaryjności urządzeń elektroenergetycznych ma bardzo bogatą tradycję. Ze względu na wagę problemu statystyczne badania awaryjności prowadzono już w latach pięćdziesiątych. Początkowo robiono to za pomocą sprawozdań GUS oraz wewnętrznych sprawozdań jednostki zarządzającej elektroenergetyką. Na przełomie lat sześćdziesiątych i siedemdziesiątych opracowano i wdrożono (1970 r.) pierwszy komputerowy system zbierania informacji dotyczących awaryjności wszystkich urządzeń elektroenergetycznych w elektrowniach i sieciach. System został oprogramowany w Centralnym Ośrodku Górnictwa i Energetyki i był eksploatowany równolegle ze zbieraniem informacji w sprawozdaniach GUS (w przypadku elektrowni było to sprawozdanie En-18) i wewnętrznych sprawozdaniach elektroenergetyki. System informatyczny pozwalał jednak na uzyskiwanie znacznie większej ilości informacji o awariach niż można było uzyskać ze sprawozdań.

Ze względu na wielkość mocy bloków kondensacyjnych (powyżej 120 MW) ich niezawodność zawsze miała i nadal ma duże znaczenie dla pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Zainteresowanie awaryjnością bloków było więc znacznie większe niż awaryjnością innych urządzeń. Z tego też powodu, w 1972 r. specjalnie dla bloków wykonano mały system komputerowy, który zastąpił i nieznacznie rozszerzył zakres sprawozdania En-18. Usprawniając zbieranie informacji doprowadzono do sytuacji, w której dane o awaryjności urządzeń docierały do Zjednoczenia Energetyki z różnych źródeł:

- z systemu informatycznego (dla wszystkich urządzeń elektroenergetycznych),
- z systemu komputerowego En-18 (dla bloków),
- ze sprawozdania GUS En-18 (dla wszystkich elektrowni),
- z wewnętrznych sprawozdań Zjednoczenia Energetyki dotyczących ciągłości zasilania i awaryjności sieci niskich napięć.

Powstała sytuacja oraz rozwój techniki mobilizowały do opracowania najwyżej dwóch systemów komputerowych (dla elektrowni i sieci), które zastąpiłyby wymienione źródła pozyskiwania danych. Próbę wdrożenia w elektrowniach systemu o nazwie SENE podjęto pod koniec lat siedemdziesiątych. Elektrownie jednak zgodnie odrzuciły system ze względu na ogromną ilość wprowadzanych do niego informacji, które były bardzo istotne z punktu widzenia badań niezawodności, niewiele jednak dawały samym elektrowniom, np. dla przygotowania remontów, planowania zakupów itp. Drugą przyczyną niechęci elektrowni do systemu był ówczesny sprzęt komputerowy, który wymagał wypełniania bardzo nielubianych formularzy.

Następną próbę wdrożenia nowego systemu badania awaryjności podjęło Ministerstwo Energetyki i Energii Atomowej w 1980 r. Wiceminister powołał zespół do opracowania nowej „Instrukcji badania zakłóceń w elektrowniach i sieciach elektroenergetycznych". W skład zespołu zostali powołani głównie pracownicy elektrowni i zakładów energetycznych, MEiEA oraz *Centrum Informatyki Energetyki (CIE)*. Rozbieżność opinii członków zespołu spowodowała, że instrukcja [1] została podpisana przez wiceministra Górnictwa i Energetyki dopiero w 1987 r. Ukazanie się instrukcji dało podstawy do opracowania systemu komputerowego o nazwie AWARYJNOŚĆ — innego dla sieci elektroenergetycznych, innego dla elektrowni. W pierwszej kolejności opracowano system dla sieci, w drugiej dla elektrowni. Ma to znaczenie o tyle, że pierwszy z nich opracowano na komputery typu Odra, a drugi na mikrokomputery, które właśnie się pojawiły i zostały uznane za przyszłościowe. Programy systemu zostały napisane w języku Turbo Pascal.

W dalszej części artykułu będzie mowa już tylko o systemie badania awarii w elektrowniach. System został wdrożony w dniu 1 stycznia 1989 r. na trzech poziomach struktury organizacyjnej elektroenergetyki:

- w elektrowniach,
- w okręgach energetycznych,
- w *Centrum Informatyki Energetyki* działającym w imieniu Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego.

Wdrożenie systemu komputerowego w elektrowniach było dobrowolne. Obowiązkowe natomiast było podawanie do okręgów informacji zgodnych z tzw. Arkuszem ewidencyjnym postojów urządzeń podstawowych w elektrowni i Arkuszem produkcji energii w elektrowni. W okręgach informacje te były wprowadzane do

systemu poprzez klawiaturę komputera (dla elektrowni, które nie wdrożyły systemu) lub z dyskietki (dla elektrowni, które system wdrożyły). Wymiana informacji pomiędzy elektrowniami i okręgami odbywała się raz w miesiącu. Okręgi obowiązane były przekazywać informacje do *Centrum Informatyki Energetyki* raz na kwartał. Inny obieg informacji wprowadzono dla części systemu, która obejmuje bloki kondensacyjne oraz duże bloki ciepłownicze w EC Siekierki i EC Kraków-Łęg. Informacje o postojach bloków były przekazywane z elektrowni raz w miesiącu telefonicznie do *CIE,* gdzie konfrontowano je z danymi uzyskiwanymi z Państwowej Dyspozycji Mocy. Porównanie danych z elektrowni i z PDM pozwalało wprowadzać do systemu identyczne informacje w elektrowni i w *CIE*.

Wprowadzając system do eksploatacji przyjęto zasadę, że każdy szczebel organizacyjny ma prawo do rozbudowy systemu, pod warunkiem nienaruszania struktury baz danych.

System dla wszystkich elektrowni, wdrożony w opisany sposób, działał tylko jeden rok, do czasu decentralizacji elektroenergetyki. Część blokowa systemu działa do dzisiaj. Elektrownie blokowe dobrowolnie przesyłają do Agencji Rynku Energii SA informacje źródłowe oraz opłacają składkę na funkcjonowanie centralnej bazy danych o postojach i awariach bloków. W zamian za dane oraz finansowanie bazy elektrownie otrzymują w wybranych przez siebie cyklach: zestawienia zbiorcze, wszelkie inne informacje pochodzące z bogatego zbioru oraz każdą nową wersję oprogramowania systemu. Pozostałym elektrowniom, nie uczestniczącym w finansowaniu bazy, oprogramowanie to jest udostępniane za odpłatnością.

Opis systemu AWARYJNOŚĆ dla bloków energetycznych

Jak już wspomniano podstawą do opracowania systemu komputerowego była instrukcja [1] i w niej też opisane są dokładnie wszystkie zbiory systemu. W tym miejscu podane zostaną tylko nazwy tych zbiorów. Szerzej zostanie opisany najważniejszy (podstawowy) zbiór systemu.

System *AWARYJNOŚĆ* wykorzystuje następujące zbiory danych:

- dane stałe:
  wykaz podstawowych jednostek organizacyjnych,
  wykaz parametrów urządzeń podstawowych (kotły, turbiny),
  wykaz producentów urządzeń,
  wykazy instalacji i podukładów obiektów,
  wykaz rodzajów urządzeń pomocniczych,
  wykaz rodzajów podzespołów,
  wykaz rodzajów elementów,
  wykaz przyczyn zakłóceń,
  wykaz rodzajów uszkodzeń,
- dane zmienne:
  zbiór postojów bloków,
  zbiór miesięcznej produkcji bloków.

Podstawowym zbiorem systemu jest zbiór postojów bloków, w którym każdy rekord odpowiada jednemu wyłączeniu agregatu. Na dysku rekordy są grupowane blokami chronologicznie w czasie. Rekordy składają się z następujących pól:

Nr pola	i nazwa pola
1	numer elektrowni
2	numer kodowy urządzenia
3	data odstawienia (z godziną i minutą)
4	data uruchomienia (z godziną i minutą)
5	rodzaj odstawienia
6	lokalizacja uszkodzenia
6E1	instalacja i podukład obiektu
6E2	rodzaj urządzenia pomocniczego
6E3	rodzaj podzespołu
6E4	rodzaj elementu
7	przyczyna zakłócenia
8	rodzaj uszkodzenia
9	wytwórca urządzenia — podaje się producenta urządzenia w podpolu E2 lub E3
10	rodzaj uszkodzenia
11	wskaźnik technologiczny
12	wskaźnik technologiczny.

W systemie notowane są następujące rodzaje odstawień bloków:

A — postój awaryjny,
R — postój w rezerwie,
B — postój w remoncie bieżącym,
S — postój w remoncie średnim,
K — postój w remoncie kapitalnym.

Notowanie wszystkich wymienionych postojów pozwala na obliczanie większej liczby wskaźników, gdyż ocenianie jednostek wytwórczych za pomocą jednego lub dwóch wskaźników eksploatacyjnych może prowadzić do błędnych wniosków.

Drugim pod względem ważności zbiorem systemu jest zbiór miesięcznej produkcji energii elektrycznej brutto. W zbiorze tym jeden rekord stanowi miesięczną wartość produkcji jednego bloku energetycznego.

Dane stałe zostały wprowadzone do systemu przed jego wdrożeniem. Obecnie są tylko poprawiane i uzupełniane po uzgodnieniu i zaakceptowaniu zmian przez wszystkich zainteresowanych. Działania w tym zakresie koordynuje *Agencja Rynku Energii SA*.

Wskaźniki obliczane w systemach *AWARYJNOŚĆ* i *GADS*

W *Agencji Rynku Energii SA* (dawniej *Centrum Informatyki Energetyki*) dokonuje się oceny awaryjności i dyspozycyjności bloków energetycznych, o mocach jednostkowych co najmniej 120 MW, w elektrowniach cieplnych i dużych bloków ciepłowniczych (w EC Siekierki i EC Kraków-Łęg) za odpowiedni okres [2—4, 8]. Dla każdego bloku oraz grup bloków o tej samej mocy jednostkowej są obliczane następujące parametry: czas ruchu, czas

postoju w rezerwie, czas postoju w remoncie (kapitalnym, średnim, bieżącym, awaryjnym), liczba odstawień do (rezerwy, remontu kapitalnego, średniego, bieżącego, awaryjnego), wskaźnik dyspozycyjności, wskaźnik awaryjności, stopień wykorzystania mocy zainstalowanej, stopień użytkowania mocy osiągalnej, średni czas ruchu.

W pierwszej kolejności obliczane są następujące wielkości:

T_p — czas pracy bloku lub grupy bloków w rozpatrywanym okresie,
T_r — czas postojów bloku lub grupy bloków w rezerwie w rozpatrywanym okresie,
T_{kp} — czas postojów bloku lub grupy bloków w remoncie kapitalnym,
T_s — czas postojów bloku lub grupy bloków w remoncie średnim,
T_b — czas postojów bloku lub grupy bloków w remoncie bieżącym,
T_a — czas postojów bloku lub grupy bloków w remoncie awaryjnym,
T_k — czas okresu, za który wykonywane są obliczenia — wartość ta jest w systemie obliczana, ale służy tylko do obliczenia wskaźników, nie jest więc nigdzie drukowana,
L_r — liczba postojów w rezerwie,
L_{kp} — liczba postojów w remoncie kapitalnym,
L_s — liczba postojów w remoncie średnim,
L_b — liczba postojów w remoncie bieżącym,
L_a — liczba postojów w remoncie awaryjnym,
L_w — liczba wszystkich postojów.

Na podstawie wyżej wymienionych wielkości obliczane są następujące wskaźniki:

- wskaźnik dyspozycyjności = (czas pracy + czas postojów w rezerwie)×100/czas okresu,

$$\mathbf{AF} = \frac{T_p + T_r}{T_k} \times 100 \ ;$$

- udział czasu awarii w czasie kalendarzowym = czas postojów awaryjnych×100/czas okresu,

$$\mathbf{FOF} = \frac{T_a}{T_k} \times 100 \ ;$$

- wskaźnik awaryjności = czas postojów awaryjnych×100/(czas postojów awaryjnych + czas pracy),

$$\mathbf{FOR} = \frac{T_a}{T_p + T_a} \times 100 \ ;$$

- wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej = wyprodukowana energia elektryczna×100/(czas okresu×moc zainstalowana),

$$\mathbf{GCF} = \frac{A_n}{T_k P_z} \times 100 \ ;$$

- wskaźnik użytkowania mocy osiągalnej = wyprodukowana energia elektryczna×100/(czas pracy×moc osiągalna),

$$\mathbf{GOF} = \frac{A_n}{T_p P_{os}} \times 100 \ ;$$

- wskaźnik remontów planowych = czas postojów w remoncie: kapitalnym, średnim, bieżącym×100/czas okresu,

$$\mathbf{SOF} = \frac{T_{kp} + T_s + T_b}{T_k} \times 100 \ ;$$

- wskaźnik wykorzystania czasu kalendarzowego = czas pracy×100/czas okresu,

$$\mathbf{SF} = \frac{T_p}{T_k} \times 100 \ ;$$

- średni czas ruchu (obliczeniowy) = czas pracy/liczba postojów ogółem,

$$\mathbf{ART} = \frac{T_p}{L_w} \times 100 \ .$$

Demonopolizacja i deregulacja elektroenergetyki w USA przyniosły ze sobą zagrożenie niezawodności dostarczania energii elektrycznej. Blackout, który miał miejsce w 1965 r. pozbawił elektryczności ok. 30 mln. ludzi w północno-wschodniej części USA i w Kanadzie. W konsekwencji tego faktu utworzono Północno-Amerykańską Radę ds. Niezawodności. Lekcja kalifornijska lat 2000/2001 potwierdziła wagę niezawodności systemu elektroenergetycznego.

Północno-Amerykańska Rada ds. Niezawodności Urządzeń Elektrycznych (*NERC — North American Electric Reliability Council*) prowadzi System Danych o Dyspozycyjności Jednostek Wytwórczych (*GADS — Generating Availability Data System*) w imieniu wszystkich amerykańskich firm energetycznych oraz kanadyjskich członków NERC, uczestniczących w tym przedsięwzięciu. Uczestnictwo w *GADS* jest dobrowolne a uczestnicy reprezentują prawie 90% mocy zainstalowanej w Ameryce Północnej [5—6].

Opracowana przez *NERC* instrukcja zgłaszania danych przedstawia procedury i formaty przedkładania informacji na potrzeby systemu *GADS*. Mają one na celu ujednolicenie zgłaszania informacji o konstrukcji bloku, postojach i pracy z obniżoną mocą oraz wybranych informacji ogólnych. Wszystkie wymagania i definicje oparto na normie 762 ANSI/IEEE „Definitions for Reporting Electrical Generating Unit Reliability, Availability and Productivity".

Dostarczanie danych przy użyciu aktualnego formularza *GADS* rozpoczęło się w roku 1982, zastępując procedury będące w użyciu od początku lat sześćdziesiątych. Forma rejestracji danych dla *GADS* zapewnia opis typów i przyczyn postojów oraz pracy z obniżoną mocą, zarówno dla całego bloku, jak i dla elementu, który uległ awarii. Można to jeszcze uzupełnić poprzez opis typu i charakteru awarii, bezpośredniej przyczyny awarii i czynników, jakie się do niej przyczyniły oraz przedsięwziętych działań zaradczych. Informacja o osiągach obejmuje informacje o wartościach mocy bloku, wytworzonej energii, charakterystyce obciążenia bloku oraz opis zużytych paliw. Wszyscy uczestnicy otrzymują roczne publikacje *GADS* oraz instrukcję przekazywania danych. Roczne publikacje są też dostępne dla przedsiębiorstw energetycznych nie zrzeszonych w *NERC*.

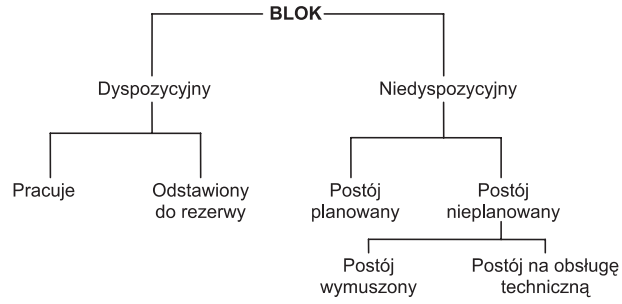
W systemie *GADS* oblicza się dla bloków energetycznych 12 wskaźników „bezpośrednich" i 7 wskaźników „ważonych" (tylko dla grup bloków). Są to: ART (Average Run Time), SR (Starting Reliability), NCF (Net Capacity Factor), NOF (Net Output Factor), SF (Service Factor), AF (Availability Factor), EAF (Equivalent Availability Factor), FOR (Forced Outage Rate), EFOR (Equivalent Forced Outage Rate), SOF (Scheduled Outage Factor), FOF (Forced Outage Factor), EFORd (Equivalent Forced Outage Rate demand), WSF (Weighted Service Factor), WAF (Weighted Availability Factor), WEAF (Weighted Equivalent Availability Factor), WFOR (Weighted Forced Outage Factor), WEFOR (Weighted Equivalent Forced Outage Rate), WSOF (Weighted Scheduled Outage Factor), WFOF (Weighted Forced Outage Factor). W charakterze „wagi" wykorzystuje się moc osiągalną netto (NMC — Net Maximum Capacity) a na szczególną uwagę zasługują wskaźniki SR, EAF, EFOR, nie obliczane w systemie AWARYJNOŚĆ, w których (EAF, EFOR) uwzględnia się też ubytki mocy (planowe, sezonowe, awaryjne).

Ilustrację podejścia i wielkości występujących w systemie GADS stanowią rysunki 1 i 2.

Proces eksploatacji bloku energetycznego można przedstawić przy użyciu zbioru rozłącznych stanów. Wyróżnikiem ważnej grupy stanów bloku jest gotowość eksploatacyjna: blok jest albo dyspozycyjny, albo niedyspozycyjny. Gdy blok jest dyspozycyjny może on być albo w użyciu, włączony elektrycznie do systemu, albo odstawiony do rezerwy, dostępny, lecz nie wykorzystywany. Na przykład bloki energetyczne eksploatowane jako szczytowe charakteryzują się pozostawaniem przez znaczną część czasu w stanie odstawienia do rezerwy.

Stany niedyspozycyjności można dalej podzielić na stany postoju planowanego lub nieplanowanego. Postoje planowane przewiduje się ze znacznym wyprzedzeniem dla: dokonania przeglądu, przetestowania, wymiany paliwa jądrowego (w elektrowniach jądrowych) lub przeprowadzenia remontu. W typowych warunkach mogą one trwać od dwóch do ośmiu tygodni, zależnie od wielkości, rodzaju paliwa i stanu bloku. Postoje nieplanowane dzieli się w zależności od możliwości odkładania postoju. Podziałem powszechnie stosowanym w Ameryce Północnej jest podział na postoje awaryjne (wymuszone) i postoje remontowe (na obsługę techniczną) [5]. Pierwsze obejmują awarie rozruchowe oraz awarie występujące podczas pracy, przy których odstawienia bloku nie można odkładać zbyt długo. W systemie *GADS* definicja postoju wymuszonego obejmuje wszystkie zdarzenia wymagające odstawienia bloku przed końcem najbliższego weekendu. Postoje nieplanowane, które można odłożyć poza najbliższy weekend, wymagające jednak odstawienia bloku przed następnym postojem planowanym, nazywają się postojami na obsługę techniczną. Hierarchię wyżej wymienionych stanów bloku przedstawiono na rysunku 1.

Należy zauważyć, że stany opisane wyżej nic nie mówią o mocy bloku, lecz po prostu wskazują czy dany blok jest dyspozycyjny by pokrywać obciążenie, czy też nie. Gdy blok jest dyspozycyjny, może on być zdolny dostarczać pełną moc osiągalną lub nie.



Rys. 1. Klasyfikacja stanów eksploatacyjnych bloku energetycznego

Dla usprawnienia analizy danych czas przebywania w różnych stanach eksploatacyjnych *i na różnych poziomach mocy jest opisywany przy użyciu następujących terminów: dyspozycyjności, niedyspozycyjności, pracy, odstawienia do rezerwy, postoju planowanego, postoju nieplanowanego, postoju wymuszonego i postoju wynikającego z obsługi technicznej; czas trwałych ubytków mocy, czas obniżki mocy osiągalnej bloku, czas planowanej obniżki mocy, czas nieplanowanej obniżki mocy bloku, czas wymuszonej obniżki mocy i czas obniżki mocy bloku wynikającej z obsługi technicznej*.

Powszechną praktyką jest obliczanie „ekwiwalentnego, pełnego" czasu obniżki mocy bloku (EFDH), tj. czasu, przez jaki blok ma obniżoną moc dyspozycyjną, pomnożonego przez obniżkę wyrażoną w procentach. Np. jeśli blok o mocy 200 MW ma moc obniżoną o 50 MW (25%) przez 20 h, wówczas czas ekwiwalentny wyniesie 5 h. Czas ekwiwalentny kumuluje się dla różnych poziomów obniżki mocy, aby otrzymać łączny ekwiwalentny czas obniżki mocy.

Stosowane w systemie *GADS* wielkości mają następujące definicje:

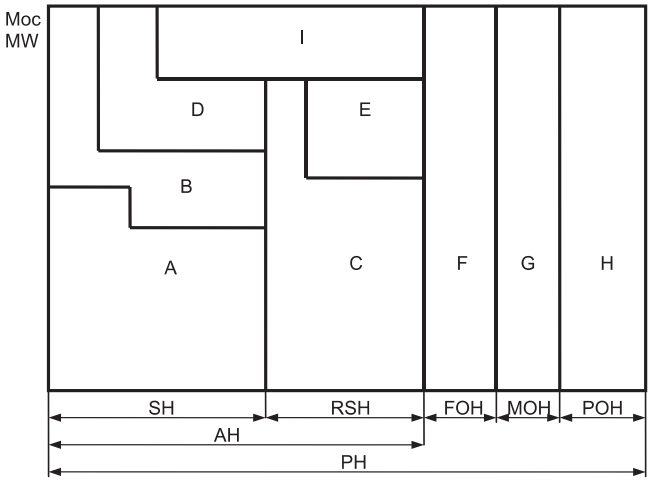
- Liczba wykonanych rozruchów (Actual Unit Starts) — Liczba pomyślnie zakończonych synchronizacji bloku z systemem elektroenergetycznym.
- Liczba planowanych rozruchów (Attempted Unit Starts) — Liczba zamierzonych (rozpoczętych) synchronizacji bloku z systemem elektroenergetycznym.
- Czas dyspozycyjności (Available Hours — AH) — Suma SH, RSH, czasu pracy pompowej, oraz czasu pracy z parametrami poślizgowymi (Synchronous Condensing Hours).
- Zastępczy czas trwania wymuszonego obniżenia zdolności wytwórczej bloku (Equivalent Forced Derated Hours — EFDH) — Iloczyn czasu trwania i wielkości wymuszonego obniżenia (ubytku mocy), podzielony przez moc osiągalną netto bloku (NMC).
- Zastępczy czas trwania wymuszonego obniżenia zdolności wytwórczej bloku podczas postoju w rezerwie (Equivalent Forced Derated Hours During Reserve Shutdowns — EFDHRS) — Iloczyn czasu trwania i wielkości wymuszonego obniżenia (ubytku mocy) podczas postoju bloku w rezerwie (Reserve Shutdown — RS), podzielony przez moc osiągalną netto bloku (NMC).

- Zastępczy czas trwania planowego obniżenia zdolności wytwórczej bloku (Equivalent Planned Derated Hours — EPDH) — Iloczyn czasu trwania i wielkości planowego obniżenia (ubytku mocy), podzielony przez moc osiągalną netto bloku (NMC).
- Zastępczy czas trwania sezonowego obniżenia zdolności wytwórczej bloku (Equivalent Seasonal Derated Hours — ESEDH) — NMC pomniejszona o NDC, pomnożona przez czas dyspozycyjności (AH), podzielona przez NMC.
- Zastępczy czas trwania nieplanowego obniżenia zdolności wytwórczej bloku (Equivalent Unplanned Derated Hours — EUDH) — Iloczyn czasu trwania i wielkości nieplanowanego obniżenia (ubytku mocy), podzielony przez moc osiągalną netto bloku (NMC).
- Czas trwania wymuszonego obniżenia zdolności wytwórczej bloku (Forced Derated Hours — FDH) — Suma czasów trwania wszystkich stanów z wymuszonym (awaryjnym) obniżeniem zdolności wytwórczej bloku.
- Czas trwania postojów awaryjnych bloku (Forced Outage Hours — FOH) — Suma czasów trwania wszystkich stanów wymuszonego (awaryjnego) postoju bloku.
- Moc dyspozycyjna netto (Net Available Capacity — NAC) — Moc NDC zmodyfikowana przez ograniczenia pochodzące od urządzeń bloku.
- Energia wytworzona (produkcja) netto (Net Actual Generation — NAG) — Ilość energii netto (w MWh) wytworzonej przez blok w rozpatrywanym okresie.
- Rzeczywista moc osiągalna netto (Net Dependable Capacity — NDC) — NMC zmodyfikowana przez ograniczenia zewnętrzne.
- Moc osiągalna netto (Net Maximum Capacity — NMC) — Maksymalna trwała moc z jaką blok może pracować przez określony czas, gdy nie występują ograniczenia zewnętrzne lub ograniczenia pochodzące od urządzeń bloku, pomniejszona o pobór mocy na potrzeby własne.
- Czas trwania okresu (Period Hours — PH) — Liczba godzin okresu aktywności bloku. Blok energetyczny zwykle rozpoczyna ten okres z dniem uruchomienia (oddania do eksploatacji).
- Czas trwania postojów w rezerwie (Reserve Shutdown Hours — RSH) — Łączna liczba godzin, gdy blok był dyspozycyjny, lecz nie pracował z przyczyn znanych operatorowi systemu.
- Czas pracy (Service Hours) — SH — Łączna liczba godzin, gdy blok pracował (był zsynchronizowany z systemem).
- Czas planowych postojów bloku (Scheduled Outage Hours — SOH) — Suma godzin postojów planowych (Planned Outages) bloku, postojów remontowych (Maintenance Outages) oraz przedłużonych postojów planowych.
- Czas nieplanowych obniżeń (ubytków) mocy (Unplanned Derated Hours — UDH) — Suma czasu trwania stanów obniżenia mocy bloku.
- Czas nieplanowych postojów bloku (Unplanned Outage Hours — UOH) — Suma czasu trwania postojów awaryjnych, postojów remontowych oraz przedłużonych postojów remontowych.

Czasy zastępcze są obliczane dla każdego obniżenia (ubytku) mocy i następnie sumowane. Wielkość obniżenia (ubytku) mocy jest obliczana jako różnica między rzeczywistą mocą osiągalną netto (NDC) i mocą dyspozycyjną netto (NAC). W przypadku wielokrotnych obniżeń mocy, wielkość ubytku mocy dla każdego z obniżeń jest obliczana jako różnica mocy dyspozycyjnej netto (NAC) jednostki przed inicjalizacją obniżenia i mocy dyspozycyjnej netto (NAC) wykazanej jako wynik obniżenia.

Na podstawie wartości czasu trwania różnych stanów bloku, poziomów mocy oraz ilości energii można obliczyć ważne wskaźniki niezawodnościowe i eksploatacyjne bloku. Niektóre z tych wskaźników są obliczane na podstawie rozpatrywanego okresu i można je opisać przy użyciu rysunku 2 przedstawiającego moc w funkcji czasu. Całkowitą wysokością wykresu jest moc osiągalna netto (NMC), zaś jego całkowitą szerokość stanowi czas okresu (PH). Zatem, całkowite pole powierzchni $Y = NMC \times PH$, stanowi łączną energię jaką można byłoby wytworzyć w danym okresie, gdyby blok pracował nieprzerwanie z maksymalną mocą.

Pole Y dzieli się na kilka segmentów pionowych. Segmenty obejmujące czas dyspozycyjności podzielono jeszcze na sekcje w celu pokazania energii związanej z poszczególnymi poziomami obniżek mocy. Wskaźniki bloku można wyrazić jako procentowe części powierzchni całkowitej z rysunku 2.



Rys. 2. Ilustracja wielkości wykorzystywanych przy obliczaniu wskaźników niezawodnościowych i eksploatacyjnych bloku energetycznego w systemie GADS

SH — czas pracy; RSH — czas odstawienia do rezerwy; FOH — czas postoju wymuszonego; MOH — czas postoju na obsługę techniczną; POH — czas postoju planowanego; AH — czas dyspozycyjności; PH — czas okresu; I — trwałe ubytki mocy (wady układu technologicznego); D — praca bloku z obniżoną mocą ze względu na czynniki zewnętrzne (np.: wzrost temperatury w naturalnych zbiornikach wody chłodzącej); B — praca bloku z obniżoną mocą ze względu na to, że dana elektrownia musi współpracować w systemie z innymi jednostkami (konieczność podążania za obciążeniem);

A — praca bloku, rzeczywiste wytwarzanie energii; E — ten obszar przedstawia obniżenie mocy będącej w rezerwie, ze względu na te same czynniki co w D; C — moc pozostająca w rezerwie; F — postój wymuszony; G — postój na obsługę techniczną; H — postój planowany.

Stosowane w systemie GADS zależności obliczeniowe są następujące:

ART = [SH/Liczba wykonanych rozruchów]

SR = [Liczba wykonanych rozruchów/Liczba planowanych rozruchów]×100

NCF = [NAG/(PH×NMC)]×100

NOF = [NAG/(SH×NMC)]×100

SF = (SH/PH)×100

AF = (AH/PH)×100

EAF = {[AH−(EUDH + EPDH + ESEDH)]/PH}×100

FOR = [FOH/(FOH + SH)]×100

EFOR = [(FOH + EFDH)/(FOH + SH + EFDHRS)]×100

SOF = (SOH/PH)×100

FOF = (FOH/PH)×100

$$\mathrm{EFORd} = \frac{[\mathbf{f} \times \mathbf{FOH} + \mathbf{f_p} \times \mathbf{EFDH}] \times \mathbf{100}}{\mathbf{SH} + \mathbf{f} \times \mathbf{FOH}}$$

przy czym: $\mathbf{f_p} = \mathbf{SH/AH}$, $\mathbf{f} = \dfrac{\frac{1}{r} + \frac{1}{T}}{\frac{1}{r} + \frac{1}{T} + \frac{1}{D}}$

gdzie:

r — średni czas trwania postoju awaryjnego (FOH/Liczba postojów awaryjnych),

D — średni czas trwania zapotrzebowania na pracę bloku (SOH/Liczba wykonanych rozruchów),

T — średni czas trwania postoju w rezerwie (RSH/Liczba planowanych rozruchów).

WSF = [Σ(SH×NMC)/Σ(PH×NMC)]×100

WAF = [Σ(AH×NMC)/Σ(PH×NMC)]×100

WEAF = {Σ(AH×NMC)−Σ[(EUDH + EPDH + ESEDH)× ×NMC]/Σ(PH×NMC)}×100

WFOR = {Σ(FOH×NMC)/Σ[(FOH + SH)×NMC]}×100

WEFOR = {Σ[(FOH + EFDH)×NMC]/Σ[(FOH + SH + + EFDHRS)×NMC]}×100

WSOF = [Σ(SOH×NMC)/Σ(PH×NMC)]×100

WFOF = [Σ(FOH×NMC)/Σ(PH×NMC)]×100

Wartości wskaźników niezawodnościowych i eksploatacyjnych krajowych bloków energetycznych w ostatnich latach

W tabeli 1 przedstawiono zbiorcze zestawienie parametrów niezawodnościowych i eksploatacyjnych krajowych bloków energetycznych z lat 1997—1999.

Z tabeli 1 wynika, że najniższą awaryjność (FOR) w omawianym okresie miały bloki 360 MW, najwyższą zaś bloki o mocy 200 MW na węgiel brunatny i dwa bloki 500 MW. Najwyższą dyspozycyjność (AF) osiągnęły nowoczesne bloki 360 MW, natomiast najniższą — bloki 200 MW na węgiel brunatny i bloki 500 MW, od początku sprawiające duże trudności eksploatacyjne. Wyższa w 1999 r. wartość wskaźnika awaryjności bloków 200 MW na węgiel brunatny jest konsekwencją największej awarii w polskich elektrowniach w ostatnich latach. Była to awaria bloku nr 5 w elektrowni *Turów*.

W tabeli 2 przedstawiono średnie roczne wartości: mocy osiągalnej systemu, zapotrzebowania na moc (do pokrycia przez elektroenergetykę zawodową), marginesu mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym, oraz wskaźniki niezawodnościowe bloków kondensacyjnych w latach 1978—1999.

Zamieszczone w tabeli 2 wartości, mimo że nie pokazują sezonowej zmienności zapotrzebowania na moc elektryczną, to jednak w wystarczający sposób charakteryzują możliwości równoważenia popytu na energię elektryczną z jej podażą w KSE.

W latach od 1972 do 1981 średni roczny margines mocy nie przekraczał 30%. Oznacza to, że zimą, margines ten spadał w krytycznych dniach nawet poniżej 10%. W szczycie zapotrzebowania na moc elektryczną dochodziło do przeciążeń bloków kondensacyjnych. W godzinach poza szczytem obciążenia, część bloków odstawiano do rezerwy lub napraw bieżących. Taki tryb pracy miał niekorzystny wpływ na stan techniczny urządzeń. Dodatkowo sytuację pogarszał brak tzw. mocy szczytowej w krajowym systemie elektroenergetycznym. Ciągły brak mocy w systemie powodował również to, że brakowało czasu na właściwe wykonanie remontów planowych.

W tej sytuacji wskaźnik awaryjności (FOR) był wówczas bliski 10% a średni czas ruchu bloku, od postoju do postoju (ART) wynosił około 171 godz. Poprawę sytuacji zanotowano po uruchomieniu elektrowni szczytowo-pompowej w Żarnowcu (1982 i 1983 r.), która dostarczyła do systemu 680 MW mocy szczytowej oraz po stopniowym uruchamianiu nowych bloków w elektrowniach Połaniec i Bełchatów. Margines mocy w latach osiemdziesiątych przekroczył 30%, na początku lat dziewięćdziesiątych najpierw zbliżył się, a potem przekroczył 40%. Wskaźnik awaryjności w tym czasie spadł do ok. 2%, a średni czas ruchu wzrósł do ok. 250 godz. Taka poprawa tych wskaźników nastąpiła przy jednoczesnym spadku stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej bloków (GCF) do ok. 54% — czyli o ponad 10% w stosunku do stanu z końca lat siedemdziesiątych. W okresie tym wzrosły czasy postojów w rezerwie i w remoncie kapitalnym.

Zależność wskaźnika awaryjności od marginesu mocy przedstawiono na rysunku 3.

Współczynnik korelacji wskaźnika awaryjności i marginesu mocy wynosi (−0,82). Korelacja jest więc silna. Równanie regresji liniowej dla tych wielkości przyjmuje postać:

$$\mathbf{y - 6{,}3 = -0{,}82\,\frac{3{,}97}{7{,}31}\,(x - 31{,}4)}$$

gdzie:

x — margines mocy w %;

y — wskaźnik awaryjności w %;

6,3 — średni wskaźnik awaryjności w %;

31,4 — średni margines mocy w %;

3,97 — odchylenie standardowe wskaźnika awaryjności;

7,31 — odchylenie standardowe marginesu mocy.

W ostatnim czasie zarysował się wpływ oddziaływania rynku na awaryjność bloków kondensacyjnych. Ciągłe obciążanie w większym stopniu agregatów, które produkują tańszą energię elektryczną, zaczyna powoli mieć wpływ na zwiększanie się awaryjności elementów bloków [7].

Tabela 1

Parametry niezawodnościowe i eksploatacyjne bloków energetycznych w latach 1997—99

Grupy bloków i lata	Wskaźniki eksploatacyjne i niezawodnościowe							
	AF	FOF	FOR	GCF	GOF	SOF	SF	ART
	%							h
Węgiel brunatny — bloki kondensacyjne								
1997	78,1	1,9	2,5	66,9	89,5	20,0	73,4	289,4
1998	77,5	2,0	2,7	67,9	92,2	20,5	72,2	284,1
1999	79,8	5,9	7,8	66,4	92,9	14,3	69,5	251,4
1997—1999	**78,5**	**3,3**	**4,3**	**66,6**	**91,9**	**18,3**	**71,7**	**274,3**
120 MW								
1997	79,1	1,5	2,0	68,7	91,3	19,4	75,3	225,2
1998	82,6	1,1	1,4	70,6	92,3	16,4	76,5	247,0
1999	89,5	1,6	2,1	66,3	93,0	9,0	71,3	218,6
1997—1999	**83,7**	**1,4**	**1,8**	**68,6**	**92,2**	**14,9**	**74,4**	**229,9**
200 MW								
1997	71,8	3,0	4,2	59,2	85,4	25,2	68,7	285,8
1998	69,2	3,0	4,3	56,0	84,2	27,9	65,7	287,7
1999	71,8	11,5	15,4	54,4	85,1	16,7	63,0	251,0
1997—1999	**70,9**	**5,8**	**8,1**	**55,8**	**86,4**	**23,3**	**65,8**	**274,3**
360 MW								
1997	86,0	0,6	0,7	72,3	91,9	13,4	78,7	350,5
1998	85,6	1,3	1,6	76,1	97,2	13,1	78,3	306,0
1999	84,7	1,0	1,3	75,5	97,8	14,3	77,2	274,1
1997—1999	**85,4**	**1,0**	**1,2**	**74,4**	**95,3**	**13,6**	**78,1**	**307,3**
Olej opałowy — bloki kondensacyjne								
200 MW								
1997	100,0	—	—	—	—	—	—	—
1998	100,0	—	—	—	—	—	—	—
1999	100,0	—	—	—	—	—	—	—
1997—1999	**100,0**	—	—	—	—	—	—	—
Węgiel kamienny — bloki kondensacyjne								
1997	87,0	0,9	1,5	49,7	83,6	12,1	58,0	240,2
1998	89,2	0,8	1,3	47,7	81,0	10,1	58,7	228,6
1999	84,9	1,1	1,8	46,4	78,5	14,1	58,5	207,5
1997—1999	**87,0**	**0,9**	**1,5**	**47,3**	**80,4**	**12,1**	**58,4**	**224,6**
120 MW								
1997	87,0	1,2	2,3	45,1	85,0	11,7	53,7	313,5
1998	91,5	0,8	1,3	49,4	83,2	7,8	59,9	289,8
1999	84,1	0,6	1,1	46,9	83,1	15,3	57,1	278,1
1997—1999	**87,5**	**0,9**	**1,5**	**47,1**	**84,7**	**11,6**	**56,8**	**293,0**
200 MW								
1997	86,9	0,8	1,2	53,2	83,0	12,3	61,0	228,6
1998	88,3	0,8	1,2	49,6	79,2	10,9	60,1	218,6
1999	86,5	1,3	2,1	48,6	76,9	12,2	60,4	192,8
1997—1999	**87,2**	**0,9**	**1,5**	**49,5**	**78,7**	**11,8**	**60,5**	**212,3**
360 MW								
1997	92,7	0,2	0,4	48,1	87,3	7,1	53,8	178,6
1998	90,3	0,6	1,0	48,7	90,8	9,1	52,6	170,5
1999	91,2	0,3	0,4	53,4	82,6	8,6	63,3	203,5
1997—1999	**91,3**	**0,4**	**0,6**	**50,2**	**86,6**	**8,3**	**56,7**	**184,7**
500 MW								
1997	78,2	1,8	4,9	28,9	81,9	19,9	35,3	206,2
1998	87,8	1,0	3,1	25,6	81,2	11,1	31,6	204,9
1999	42,8	1,6	8,5	14,1	82,8	55,6	17,0	129,3
1997—1999	**69,6**	**1,5**	**5,0**	**22,9**	**82,0**	**28,9**	**28,0**	**183,7**
Węgiel kamienny — bloki ciepłownicze								
1997	72,1	1,0	1,5	46,0	74,8	26,9	62,6	285,0
1998	68,9	1,5	2,4	45,3	77,5	29,6	60,7	236,2
1999	75,1	1,8	2,9	45,1	76,4	23,1	60,8	244,9
1997—1999	**72,0**	**1,4**	**2,3**	**45,5**	**76,2**	**26,5**	**61,4**	**254,0**
RAZEM BLOKI KONDENSACYJNE I CIEPŁOWNICZE								
1997	83,4	1,2	1,9	54,9	85,8	15,4	62,1	259,2
1998	84,3	1,2	1,9	54,0	85,5	14,5	62,0	246,5
1999	82,8	2,6	4,1	52,7	84,3	14,5	61,1	223,8
1997—1999	**83,5**	**1,7**	**2,6**	**53,4**	**85,0**	**14,8**	**61,7**	**242,4**
120 MW								
1997	81,6	1,2	2,0	50,5	84,2	17,2	60,6	276,9
1998	83,6	1,0	1,6	53,2	84,4	15,4	63,9	262,9
1999	83,0	1,1	1,8	50,9	84,1	15,9	61,3	251,8
1997—1999	**82,7**	**1,1**	**1,8**	**51,5**	**84,7**	**16,2**	**61,9**	**263,5**
200 MW								
1997	83,5	1,3	2,1	53,1	83,7	15,2	61,0	242,1
1998	83,8	1,3	2,1	49,6	80,5	14,9	59,6	234,1
1999	83,2	3,8	6,1	48,6	79,0	13,0	59,2	205,5
1997—1999	**83,5**	**2,1**	**3,5**	**49,6**	**80,7**	**14,4**	**59,9**	**226,3**
360 MW								
1997	87,5	0,5	0,7	67,0	91,1	12,0	73,3	303,8
1998	86,8	1,1	1,5	69,2	96,0	12,1	71,9	267,2
1999	86,3	0,8	1,1	69,9	94,4	12,9	73,7	255,1
1997—1999	**86,8**	**0,8**	**1,1**	**68,6**	**93,7**	**12,3**	**72,9**	**273,5**
500 MW								
1997	78,2	1,8	4,9	28,9	81,9	19,9	35,3	206,2
1998	87,8	1,0	3,1	25,6	81,2	11,1	31,6	204,9
1999	42,8	1,6	8,5	14,1	82,8	55,6	17,0	129,3
1997—1999	**69,6**	**1,5**	**5,0**	**22,9**	**82,0**	**28,9**	**28,0**	**183,7**

Tabela 2

Wskaźniki niezawodnościowe bloków kondensacyjnych na tle marginesu mocy w energetyce zawodowej w latach 1978—1999

Rok	P_{so}	Z_s	M	AF	FOF	FOR R	GCF F	GOF F	SOF	SF	ART
	MW	MW	%	%							h
1978	20581	15407	25,1	82,0	7,2	8,4	68,0	86,9	10,9	78,6	161,9
1979	20708	15817	23,6	80,1	8,3	9,8	65,5	85,6	11,6	76,3	171,1
1980	21556	16161	25,0	79,0	8,1	9,7	63,1	84,5	12,9	75,4	170,1
1981	21892	15844	27,6	75,4	8,6	10,8	59,3	84,3	16,0	70,8	167,6
1982	22310	15452	30,7	78,7	4,7	6,1	61,0	85,6	16,5	72,5	159,8
1983	23921	16084	32,8	79,8	4,0	5,1	62,4	85,5	16,2	73,6	188,5
1984	24506	17004	30,6	80,5	3,6	4,6	64,6	87,3	15,9	74,9	206,8
1985	25361	17396	31,4	80,6	3,9	4,9	63,5	86,1	15,5	75,3	222,6
1986	26263	18279	30,4	81,3	2,8	3,7	63,2	86,9	15,8	73,2	223,1
1987	27012	19056	29,5	80,4	2,6	3,4	63,8	87,2	17,0	73,4	220,7
1988	27468	19244	29,9	80,1	2,3	3,2	62,8	86,9	17,6	71,2	212,8
1989	27872	17936	35,6	79,8	2,9	3,9	61,4	87,3	17,4	70,5	208,9
1990	27553	17618	36,1	79,1	2,8	4,1	57,5	87,9	18,1	65,6	205,2
1991	27994	17229	38,5	79,6	1,9	2,9	56,4	86,8	18,4	64,8	216,4
1992	28217	16662	41,0	79,1	2,3	3,4	54,7	86,9	18,6	63,7	224,2
1993	28669	16990	40,7	80,1	2,2	3,4	54,4	87,1	17,7	62,7	228,3
1994	29166	17018	41,7	80,4	2,2	3,5	53,7	86,9	17,4	61,8	225,0
1995	29336	17396	40,7	82,1	1,9	2,9	55,1	87,4	16,1	61,8	235,2
1996	29408	17678	39,9	82,8	1,8	2,7	56,1	86,6	15,5	63,5	250,0
1997	29887	17813	40,4	84,2	1,2	1,9	55,1	86,2	14,6	62,0	257,2
1998	30100	17660	41,3	85,5	1,2	1,8	54,4	85,8	13,4	62,1	247,3
1999	30691	17423	43,4	82,8	2,6	4,1	52,7	84,3	14,5	61,1	223,8

$$M = \frac{\sum_{i=1}^{12} (P_{so} - Z_s)_i}{\sum_{i=1}^{12} P_{soi}} \times 100$$ — procentowy margines mocy,

gdzie:

P_{so} — średnia miesięczna moc osiągalna energetyki zawodowej w szczycie wieczornym,

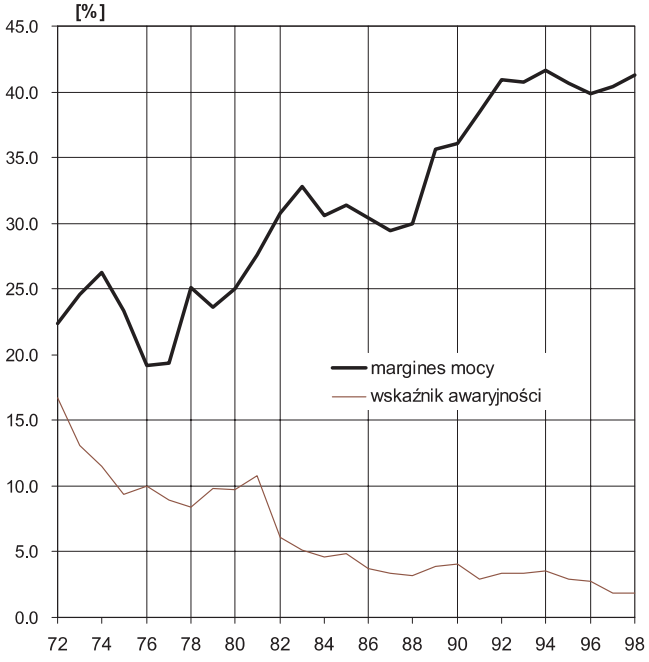
Z_s — średnie miesięczne zapotrzebowanie mocy w szczycie wieczornym (do pokrycia przez energetykę zawodową).

Tabela 3

Wskaźniki amerykańskich węglowych bloków energetycznych w latach 1978—1999

Bloki o mocy, MW	AF	FOF	FOR	NCF	NOF	SOF	SF	ART
	%							h
100-199 (247)*	87,88	3,48	4,19	59,33	73,84	8,63	79,67	434
200-299 (113)	86,76	4,07	4,67	64,71	78,15	9,17	83,10	536
300-399 (87)	84,34	5,01	5,87	60,76	75,24	10,64	80,39	376
400-599 (165)	84,67	4,88	5,59	66,44	80,62	10,45	82,31	364

* — w nawiasie podano liczbę bloków objętych statystyką



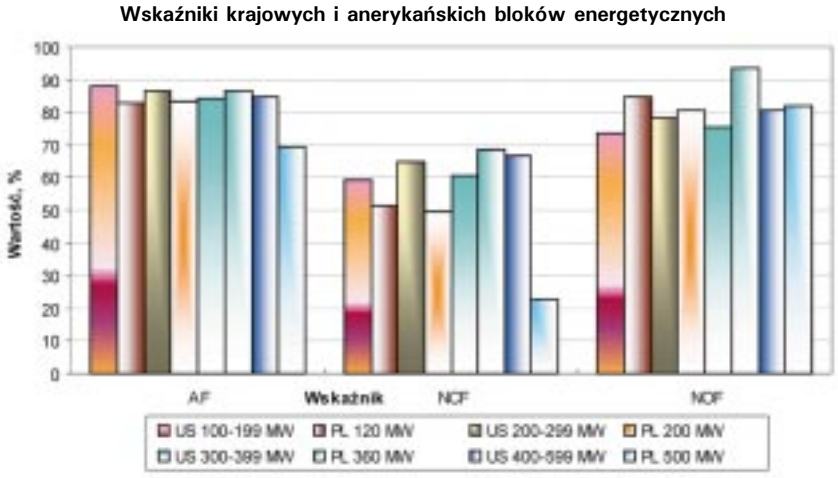
Rys. 3. Zmiany marginesu mocy i wskaźnika awaryjności bloków w latach 1972—1998

Porównanie z danymi amerykańskich bloków energetycznych

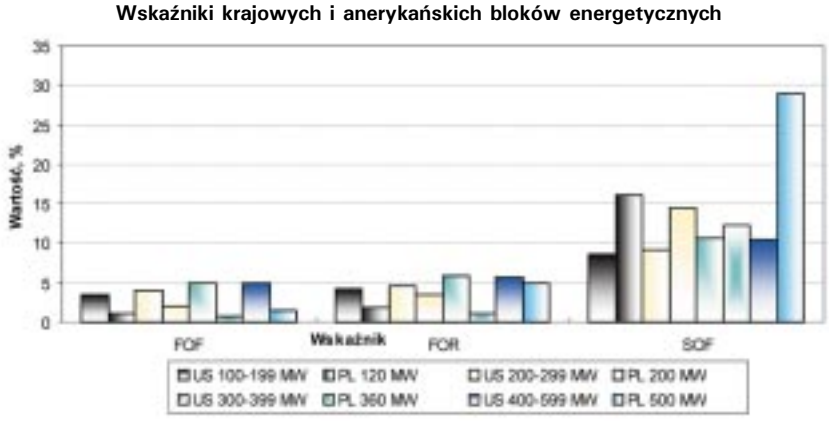
W tabeli 3 oraz na rysunkach 4 i 5 zestawiono wskaźniki z systemu GADS, mające swoje odpowiedniki w systemie „AWARYJNOŚĆ".

Porównując dane z tabel 1 i 3 można stwierdzić, że krajowe bloki energetyczne (z wyjątkiem bloków 500 MW) mają:

- zbliżoną do amerykańskich dyspozycyjność AF;
- niższą od amerykańskich awaryjność FOR i FOF, co może wynikać z faktu, że w polskich elektrowniach postoje awaryjne bloków są często przekwalifikowane na postoje w rezerwie lub remontach planowych. Większa wartość wskaźnika awaryjności bloków 200 MW na węgiel brunatny w 1999 r. jest wynikiem awarii bloku nr 5 w elektrowni Turów;
- wyższy wskaźnik remontów planowych SOF, co potwierdza znaczenie właściwej diagnostyki technicznej i optymalnego prowadzenia remontów oraz modernizacji dla minimalizacji czasu postoju bloku energetycznego.



Rys. 4. Porównanie wskaźników AF, NCF i NOF krajowych i amerykańskich bloków energetycznych



Rys. 5. Porównanie wskaźników FOF, FOR i SOF krajowych i amerykańskich bloków energetycznych

Przyszłość systemu AWARYJNOŚĆ

Projektując system przyjęto założenie, że każdy ze zbiorów może być indywidualnie w elektrowniach rozszerzany pod warunkiem zachowania struktury tej jego części, która została opisana w instrukcji [1]. Założono również, że zbiory danych stałych mogą być wymienione w całości (przy zachowaniu struktury) pod warunkiem, że wszyscy użytkownicy systemu zrobią to samo. Część elektrowni wykorzystuje te możliwości. W niektórych elektrowniach zostały opracowane nowe systemy komputerowe o znacznie szerszym zakresie zbieranych danych. Nie ma to wpływu na funkcjonowanie „centralnej bazy". Podstawowa różnica w zakresach zbieranych danych w elektrowniach i ARE SA polega na tym, że ci pierwsi starają się notować wszystkie awarie powstałe w obszarze ich działania, natomiast w ARE SA, notowane są tylko te awarie, które powodują postoje bloków.

Po dziesięcioletnim już okresie eksploatacji komputerowego systemu badania awaryjności bloków energetycznych nasuwają się następujące wnioski:

1. Prowadzenie centralnej bazy danych o awaryjności bloków kondensacyjnych w Polsce jest celowe, daje bowiem możliwość porównywania się elektrowniom nawzajem, pozwala *Agencji Rynku Energii SA* udzielać odpowiedzi organizacjom międzynarodowym na liczne pytania z tego zakresu oraz stwarza możliwość porównywania wskaźników uzyskiwanych przez polskie elektrownie z wynikami elektrowni w innych krajach.

2. Rozbudowa systemu komputerowego w elektrowniach odbywająca się z ich inicjatywy jest według naszej oceny właściwa. Elektrownie nie naruszając struktury centralnej bazy danych, rozszerzają swoje bazy, dostosowując je bardziej do własnych potrzeb.

Obliczane w *ARE SA* wskaźniki dostarczają wielu cennych informacji. Niemniej jednak statystyką nie są objęte pozostałe źródła wytwórcze (małe elektrownie cieplne blokowe, elektrownie cieplne kolektorowe, elektrownie przemysłowe, elektrownie wodne). Źródłem potrzebnych informacji w odniesieniu do tych elektrowni mogą być statystyki ubytków mocy.

System AWARYJNOŚĆ dostarcza wielu cennych informacji, ale ma też szereg niedostatków, jak np. [9]:

- Systemem są objęte tylko duże bloki energetyczne w elektrowniach cieplnych (bloki o mocach 120 MW, 200 MW, 360 MW i 500 MW) oraz duże bloki ciepłownicze. Poza systemem znajdują się jednostki wytwórcze o łącznej mocy równej ok. 1/3 mocy zainstalowanej systemu elektroenergetycznego.
- W systemie nie są uwzględniane uszkodzenia elementów bloku prowadzące do obniżenia jego zdolności wytwórczej a nie do postoju bloku.
- Obliczane są wyłącznie wskaźniki „punktowe", natomiast daje się zauważyć zapotrzebowanie na empiryczne rozkłady czasów trwania wyróżnionych stanów eksploatacyjnych bloku oraz jego elementów, węzłów technologicznych i podukładów [10]. Również zestaw wskaźników „punktowych" mógłby być szerszy (np. podczas prac nad SOREE — liczenie LOLP dla jednostkowej ceny ofertowej — wynikło zapotrzebowanie na prawdopodobieństwo „nieudanego" rozruchu bloku).

Bez wątpienia celowe jest dalsze funkcjonowanie systemu AWARYJNOŚĆ — otwarte jednak pozostają kwestie: czy nie ma zagrożeń dla systemu w obecnym kształcie i czy jest szansa na jego rozwój; oraz czy możliwe jest powstanie analogicznego, doskonalszego systemu zbierania i przetwarzania danych niezawodnościowych elementów sieciowych?

Spore nadzieje na rozszerzenie funkcji obecnego systemu informatycznego *AWARYJNOŚĆ*, a więc: objęcia nim urządzeń wytwórczych dotychczas przez system nie objętych, uwzględnienie obniżeń zdolności wytwórczej agregatów (awaryjnych i planowych) rozbudziły próby powołania w Polsce na wzór Stanów Zjednoczonych Rady ds. Niezawodności i Bezpieczeństwa Systemu Elektroenergetycznego. Przy akceptacji „Rady" możliwe jest nie tylko rozszerzenie zakresu systemu monitorowania niezawodności elektrowni ale również odtworzenie działającego w niedalekiej przeszłości systemu monitorowania awaryjności sieci elektroenergetycznych.

Podsumowanie i wnioski

W obecnej sytuacji sektora elektroenergetyki w Polsce (dezintegracja, deregulacja i konkurencja) poza obowiązkową statystyką publiczną (GUS) praktycznie nie funkcjonują dobrowolne, centralne systemy gromadzenia i przetwarzania danych technicznych i ekonomicznych. Wyjątkiem w tym zakresie jest utrzymywany w *Agencji Rynku Energii SA* system gromadzenia i przetwarzania danych o awaryjności bloków energetycznych 120—500 MW. Systemem tym jest objęte 113 bloków energetycznych o łącznej mocy, stanowiącej ok. 2/3 zdolności wytwórczej krajowego systemu elektroenergetycznego.

Z analizy statystyki awaryjności krajowych bloków energetycznych wynika, że w latach 1992—1999 systematycznie poprawiały się wskaźniki niezawodności jednostek wytwórczych w elektrowniach z blokami o mocach zainstalowanych 120—500 MW.

Najniższą awaryjność (FOR) w okresie trzech lat (1997—1999) miały bloki 360 MW, najwyższą zaś bloki o mocy 200 MW na węgiel brunatny i dwa bloki 500 MW. Najwyższą dyspozycyjność (AF) osiągnęły nowoczesne bloki 360 MW, natomiast najniższą — bloki 200 MW na węgiel brunatny i bloki 500 MW, od początku sprawiające duże trudności eksploatacyjne.

Krajowe bloki energetyczne (z wyjątkiem bloków 500 MW) mają: zbliżoną do amerykańskich dyspozycyjność AF; niższą od amerykańskich awaryjność FOR i FOF; wyższy wskaźnik remontów planowych SOF, co potwierdza znaczenie właściwej diagnostyki technicznej i optymalnego prowadzenia remontów oraz modernizacji dla minimalizacji czasu postoju bloku energetycznego.

LITERATURA

[1] Instrukcja badania zakłóceń w elektrowniach i sieciach elektroenergetycznych. Część II. Ministerstwo Górnictwa i Energetyki. Warszawa, 1987

[2] Katalog parametrów niezawodnościowych bloków energetycznych w latach 1995—1997. Agencja Rynku Energii SA — Centrum Informatyki Energetyki. Warszawa, 1998

[3] Katalog parametrów niezawodnościowych bloków energetycznych w latach 1996—1998. Agencja Rynku Energii SA Warszawa, 1999

[4] Katalog parametrów niezawodnościowych bloków energetycznych w latach 1997—1999. Agencja Rynku Energii SA Warszawa, 2000

[5] Generating Availability Data System. Data Reporting Instructions. North American Electric Reliability Council. New Jersey, October 1999

[6] Generating Unit Statistical Brochure 1995—1999. North American Electric Reliability Council. New Jersey, October 1998

[7] Parciński G.: Statystyczna ocena wskaźników niezawodnościowych krajowych bloków energetycznych w warunkach rynku energii elektrycznej przy dużym marginesie mocy. Materiały Konf. N-T „Optymalizacja w elektroenergetyce — OPE'99". Jachranka, 7—8 października 1999

[8] Parciński G., Potocki J., Mrugalska J., Jankowska A.: Wieloletnie analizy wskaźników niezawodnościowych krajowych bloków energetycznych. Centrum Informatyki Energetyki. Warszawa, 1995

[9] Paska J., Stodolski M., Bordziłowski A., Łukasiewicz J.: Ewidencja i analiza awaryjności jednostek wytwórczych w systemie elektroenergetycznym (SEE) za pomocą relacyjnej bazy danych. Elektroenergetyka — Technika, Ekonomia, Organizacja, Nr 1, 1996

[10] Paska J.: Generation system reliability and its assessment. Archiwum Energetyki, Nr 1—2, 1999

❑