



Jerzy Przybysz\*

## NIEZAWODNOŚĆ I DIAGNOSTYKA TURBOGENERATORÓW

**Streszczenie:** Przedstawiono przyczyny uszkodzeń turbogeneratorów krajowych mających wpływ na ich niezawodną pracę. Omówiono znaczenie stosowania diagnostyki generatorów w aspekcie ich dalszej eksploatacji.

**Słowa kluczowe:** turbogenerator, niezawodność eksploatacyjna, monitoring, izolacja, diagnostyka

### 1. Wstęp

Znacznym rozwój energetyki krajowej — przede wszystkim jakościowy — nastąpił na początku lat sześćdziesiątych (tabela 1). Od końca lat czterdziestych do połowy lat siedemdziesiątych rozwój nowych konstrukcji turbogeneratorów był powodowany zapotrzebowaniem rynku, które opierało się na przekonaniu, że koszt budowy nowej elektrowni jest w przybliżeniu proporcjonalny do potęgi 0,6 mocy poszczególnych maszyn, stanowiących całkowitą moc obiektu w MW [1]. Na podstawie „prawa mocy do potęgi 0,6” wyznaczano zapotrzebowanie na coraz to większe moce znamionowe turbogeneratorów. Trzeba było opracowywać nowe technologie wykonania coraz to większych odkuwek na wirniki, pokonywać ograniczenia związane z transportem wielkich stojanów.

**Tabela 1.** Moc generatorów zainstalowanych w krajowych elektrowniach zawodowych

Rok	1960	1970	1980	1990	1995
MW	4479	11637	22264	28756	30005

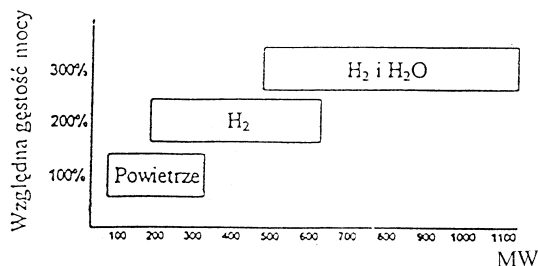
---

\* Instytut Energetyki, ul. Mory 8, 01-330 Warszawa

Obecnie na świecie — oprócz okazjonalnego zainteresowania turbogeneratorami o mocy rzędu 1300 MW dla elektrowni jądrowych — maksymalna moc znamionowa ustabilizowała się na poziomie 1100 MW, wzrosło zainteresowanie turbogeneratorami z dolnego zakresu mocy (poniżej 400 MW). Wywołane to było w pierwszej kolejności zapotrzebowaniem na turbogeneratory do zespołów gazowych (których moc przekracza obecnie 200 MW) oraz towarzyszących turbin parowych w elektrowniach o kombinowanym cyklu gazowo-parowym.

Fascynacja zwiększaniem mocy jednostkowej została z roku na rok zastąpiona fascynacją konstrukcji modułowej produktu, jego niskimi kosztami oraz krótkim czasem realizacji zamówienia.

Obecnie jest istotne konstruowanie generatorów udoskonalonych, modułowych na 60 Hz i 50 Hz do zastosowania z turbinami gazowymi i parowymi o mocy od 100 do 1100 MW (rysunek 1) [1].



Rys. 1. Turbogeneratory dwubiegunowe

## 2. Przyczyny niedyspozycyjności turbogeneratorów

Od początku lat sześćdziesiątych w Instytucie Energetyki analizowano większość uszkodzeń generatorów, które wystąpiły w energetyce krajowej. W latach 1960–1995 było dziewiętnaście kosztownych uszkodzeń turbogeneratorów. W jednym przypadku zniszczeniu uległ turbogenerator o mocy 200 MW w wyniku uszkodzenia zaworów turbiny (drugi przypadek miał miejsce w ubiegłym roku — w wyniku uszkodzenia aparatury łączeniowej). Analizując awaryjność turbogeneratorów posługiwano się w zasadzie trzema wskaźnikami: uszkodzeń, awaryjności i dyspozycyjności. Niekiedy stosowano wskaźnik niedyspozycyjności, rozumiany jako stosunek sumy czasów postojów maszyn poddanych remontom awaryjnym i planowym w ciągu roku do iloczynu liczby godzin w roku i liczby maszyn [2].

Z analiz awaryjności wykonanych w Instytucie Energetyki wynika, że średnie wartości wskaźnika awaryjności turbogeneratorów o mocy powyżej 100 MW w ostatnich latach wynosiły od 0,6 do 1,7%, natomiast wartość wskaźnika dyspozycyjności bloków wynosiła od 64 do 82%. Dla krajowych turbogeneratorów o mocy powyżej 100 MW wskaźnik niedyspozycyjności wynosił średnio 0,97%.

W krajach zrzeszonych w UCPTE wskaźnik niedyspozycyjności wszystkich eksploatowanych tam turbogeneratorów w ostatnich latach wynosił od 0,6 do 3%, średnio 1,3%. Celem krajów UCPTE jest osiągnięcie wartości tego wskaźnika na poziomie od 0,24 do 0,64%. Aby ten cel osiągnąć trzeba niedyspozycyjność uwzględnić już w fazie projektowania turbogeneratora [3].

Na awaryjność turbogeneratorów mają wpływ następujące zjawiska:

- elektromechaniczne — przy takich stanach awaryjnych generatorów, jak: łączenie niesynchroniczne, zwarcia międzyfazowe uzwojeń, praca silnikowa itp.,
- cieplne — przy zakłóceniach przepływów w układach chłodzenia, przeciążeniach prądowych oraz pracy silnikowej i niesymetrycznej,
- mechaniczne — spowodowane podwyższonymi drganiami łożysk, rdzenia i uzwojeń stojana,
- niewłaściwa praca układu wzbudzenia i aparatu szczotkowego oraz uszczelnień olejowych wału wirnika itp.

Z wieloletnich analiz awaryjności turbogeneratorów wynika, że przyczynami awarii były głównie:

- uszkodzenia wewnętrzne spowodowane wadami wytwórczo — montażowymi i materiałowymi między innymi układów izolacyjnych. Największa liczba awarii tego rodzaju miała miejsce w pierwszych miesiącach eksploatacji turbogeneratorów, a następnie po kilkunastu latach od uruchomienia [4],
- czynniki zewnętrzne, w większości o charakterze łączeniowym.

### 3. Współcześnie stosowane metody diagnostyczne

Ze względu na to, że większość urządzeń — w tym i generatorów w energetyce krajowej — pracuje ponad 25 lat, wzrosło znaczenie zastosowania diagnostyki do oceny stanu urządzeń [5].

Podstawowym celem współczesnych metod diagnostycznych jest wykrycie uszkodzenia w fazie początkowej.

Można to osiągnąć stosując:

- wykrywanie produktów spalania w gazie chłodzącym,
- wykrywanie wodoru w destylacie,
- badania wibroakustyczne (drgania wału, łożysk, główek prętów uzwojenia stojana),
- badania układów izolacyjnych ( $w_{nz}$ ,  $Q_{max}$ ,  $\Delta \text{tg } \delta$  i  $\Delta C/C_0$ ) [6],
- badania elektromagnetyczne (np. wykrywanie zwarć uzwojenia wirnika za pomocą analizy harmoniczných napięć wałowych).

Coraz większą uwagę przywiązuje się do badania wewnętrznej powierzchni rdzenia stojana, polegającego na kontroli stanu klinowania uzwojenia stojana, badaniu rdzenia stojana przy niskiej indukcji. Kołpaki, sprzęgła i czopy są poddawane badaniom nieniszczącym.

Można wyróżnić następujące zagadnienia związane z czasem trwałości eksploatacyjnej turbogeneratorów:

- Systemy izolacji — izolacja uzwojeń stojana na bazie mika-epoksyd kl. F jest odporna na uszkodzenia z powodów elektrycznych. Mechaniczne uszkodzenie izolacji może nastąpić w wyniku nadmiernych drgań główek prętów, poluzowania prętów w żłobkach i końcówek uzwojeń. Dopiero po wystąpieniu uszkodzenia mechanicznego izolacji może wystąpić jej przebicie. W starych układach izolacyjnych elektryczne uszkodzenia izolacji były powszechne.

- Pomiarы wyładowań niezupełnych (wnz) w izolacji uzwojeń stojanów są realizowane w trybie *off-line* i *on-line*. Pomiarы wnz uzyskały powszechną akceptację jako jedno z ważnych narzędzi oceny stanu izolacji. Pomiar wnz nie wystarcza do ustalenia prawdziwego stanu uzwojenia ani do przewidywania dalszej trwałości izolacji. Nie jest on również skorelowany z napięciem przebicia. Może być wykorzystany do określenia natury i umiejscowienia rozwijającego się uszkodzenia. Jeżeli pomiar wnz jest wykorzystywany razem z innymi metodami diagnostycznymi *on-line* i *off-line*, może służyć do ustalenia co najmniej względnego stanu izolacji uzwojeń stojana. Uzyskane informacje mogą być wykorzystane do planowania dokładnych przeglądów. Badając wnz poza eksploatacją należy zbadać trend zmian wartości wnz w czasie lub porównać je z wnz podobnych uzwojeń. Jeżeli maksymalne wartości ładunku pozornego dla uzwojeń fazowych wzrastają z czasem lub ich wartość przekracza wartość dopuszczalną, to w miarę możliwości należy poddać uzwojenia szczegółowej kontroli. Przyjmuje się, że stan izolacji jest dobry jeżeli maksymalna wartość ładunku pozornego nie przekracza 10 nC [7, 8], 20 nC [9], 30 nC [10] lub 50 nC według [11].

Podjęto próby wyznaczenia parametru wnz ściśle związanego z napięciem przebicia. Nowy parametr diagnostyczny nazwany *PDI* (Partial discharge index), jest związany z napięciem przebicia izolacji. Może być stosowany jako pewne kryterium do oceny stanu izolacji uzwojeń.

Parametr *PDI* wyznacza się w sposób następujący [12]:

$$PDI = \frac{Q_{\max} - 1000}{U_N - U_i} \quad [\text{pC/kV}] \quad (1)$$

gdzie:  $U_N$  – napięcie znamionowe,  $U_i$  – napięcie, przy którym wartość szczytowa ładunku pozornego osiąga 1000 pC,  $Q_{\max}$  – wartość szczytowa ładunku pozornego przy napięciu  $U_N$ .

Poziom *PDI* dla uszkodzonej izolacji nie jest jednakowy dla wszystkich typów izolacji, jest jednak uzależniony od napięcia znamionowego izolacji lub od innych czynników [12].

- Monitorowanie — rozwój metod *on-line* umożliwił monitorowanie, np. wnz. Dla możliwie najlepszej oceny stanu maszyny powinno się brać pod uwagę wszystkie znane parametry. Monitorowanie nigdy nie wyeliminuje przyczyn problemu. Umożliwia jedynie przekonanie, że wykrycie uszkodzenia nastąpi w możliwym najwcześniejszym stadium rozwoju.

- Nadzór trwałości eksploatacyjnej.

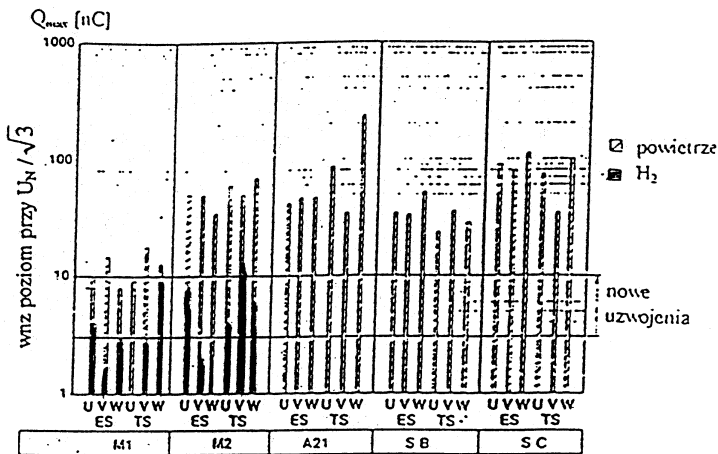
Powszechnie na świecie panuje pogląd, że opinia o stanie generatora powinna być wykonywana przez niezależnego eksperta w celu zrównoważenia opinii wytwórcy — co u nas nie zawsze znajduje zrozumienie.

Na podstawie wieloletnich obserwacji stwierdzono istotny niekorzystny wpływ ruchu uzwojeń względem rdzenia stojana na układ izolacyjny w następstwie cyklicznych zmian temperatury. Ważne znaczenie ma łączny czas pracy i liczba uruchomień.

W tabeli 2 i na rysunku 2 przedstawiono wyniki badań kilku maszyn z tym samym rodzajem izolacji uzwojeń stojana. Z rysunku 2 wynika, że turbogenerator A21, który miał największą liczbę uruchomień (tabela 2) charakteryzuje się największymi wyładowaniami niezupełnymi [7].

**Tabela 2.** Czas pracy i liczba uruchomień pięciu turbogeneratorów z izolacją uzwojeń stojana tego samego typu

Turbogenerator	Czas pracy [h]	Liczba uruchomień	Ekwiwalentny czas pracy [h]
M1	210 000	565	221 300
M2	208 000	438	216 760
A21	140 700	4 044	221 580
SB	210 500	1 303	236 560
SC	192 000	1 549	227 988



**Rys. 2.** Maksymalne wartości ładunku pozornego zmierzone na pięciu uzwojeniach stojanów turbogeneratorów po 180 000–235 000 h pracy: ES – od strony wzbudnicy, TS – od strony turbiny

## 4. Podsumowanie

Rozwój nowych konstrukcji turbogeneratorów występuje obecnie w zakresie mocy poniżej 400 MW, co spowodowane jest popytem na kombinowane układy gazowo-parowe.

Współczynnik niedyspozycyjności turbogeneratorów krajowych o mocy powyżej 100 MW wynosił średnio 0,97% i był na poziomie współczynnika niedyspozycyjności generatorów w krajach zrzeszonych w UCPTÉ. Znaczący wpływ na to miały modernizacje i powszechne stosowanie diagnostyki. Przyczynami wielu uszkodzeń turbogeneratorów krajowych, zwłaszcza w początkowym okresie eksploatacji były przede wszystkim wady wytwórczo-montażowe i materiałowe.

## Literatura

- [1] **Berrong D. B., Mc Cown W. R., Winnie P. D., Montgomery L. F.:** *Designing central station turbine generators for the year 2000 and beyond*. CIGRE Paris 1998 ref. 11-102
- [2] **Przybysz J.:** *Turbogeneratory — eksploatacja i diagnostyka*. WNT Warszawa, 1991
- [3] **Przybysz J.:** *Maszyny wirujące* (36 Sesja CIGRE). Energetyka nr 11, 1997
- [4] **Majcher M.:** *Analiza niezawodności pracy generatorów za lata 1983-1985*. Biuletyn Postępu Techniczno-Ekonomicznego w Energetyce, 1987, nr 3/4, Temat 726
- [5] **Przybysz J.:** *Diagnostyka generatorów*. Energetyka nr 1, 1999 (Biuletyn Instytutu Energetyki)
- [6] *Motor and Generator Insulation Life Estimation*, vol. 1, EPRI TR — 100185 Final Raport, 1992
- [7] **Grünewald P., Weidner J.:** *Possibilities and experience with off and on-line diagnosis of turbine generator stator winding insulation*. CIGRE Paris 1994 ref. 11-206
- [8] **Stone G. C.:** *Tutorial on rotating machine off-line and on-line partial discharge testing*. Presented to: CIGRE/EPRI Colloquium on Maintenance and Refurbishment of Utility Turbogenerators, Hydrogenerators and Large Motors. Firenze Italy, April 14-16, 1997
- [9] **Smit J. J.** et al: *Decision making experience with maintenance diagnosis of high voltage equipment*. CIGRE Paris 1998, Ref. 15-105
- [10] **Kimura K.:** *Progress of insulation ageing and diagnostics of high voltage rotating machine windings in Japan*. IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 9, 1993, nr 3
- [11] **Zajaczek M.** i inni: *Sprawozdanie z prac nad opracowaniem nowoczesne technologii wykonania układów izolacyjnych klasy F maszyn elektrycznych wysokiego napięcia*. Praca Instytutu Energetyki — Zakład Izolacji Poznań, 1997, NI/01/STAT/97
- [12] **Kim J. B.** et. al: *A new parameter for condition assessment of generator stator insulation*. CIGRE Paris 1998 ref. 11-204

### RELIABILITY AND DIAGNOSTICS OF TURBOGENERATORS

This paper presents the failures of turbogenerators in Poland and their influence on reliability. Special attention has been paid to the modern diagnostics.