

Janusz Łobacz^{*}, Zbigniew Stachowicz^{**}, Greg Stone^{***}

ZASTOSOWANIE DIAGNOSTYKI OFF-LINE I ON-LINE WYŁADOWAŃ NIEZUPEŁNYCH DLA HYDROGENERATORÓW

Streszczenie: Uszkodzenie generatora podczas rutynowej próby napięciowej w 1994 r. stało się powodem do zmiany stosowanych metod diagnostycznych. Pierwsze wyniki pomiarów przy pomocy nowoczesnego analizatora wyładowań niezupełnych przeprowadzonych na ośmiu wielkich hydrogeneratorach były alarmujące. To oraz wyniki inspekcji wizualnej stało się podstawą decyzji o rozpoczęciu przewajania generatorów. Podczas kilku lat stosowania nowoczesnych testów off-line zebrano doświadczenie, które pozwoliło opóźnić przezwojenie kolejnych generatorów przy zastosowaniu strategii predykcyjnego utrzymania i odtworzenia generatorów. Dla wdrożenia tej strategii niezbędne było zastosowanie nowoczesnych metod on-line. Artykuł prezentuje aktualne wyniki oraz porównanie kilku metod diagnostycznych.

Słowa kluczowe: diagnostyka generatorów, wyładowania niezupełne

1. Wprowadzenie

Elektrownie Szczytowo-Pompowe S. A. są spółką akcyjną założoną w 1994 r. Głównym akcjonariuszem są Polskie Sieci Elektroenergetyczne S. A. ESP S. A. posiada około 70% mocy polskiej energetyki wodnej oraz dwie największe elektrownie wodne w Polsce. Elektrownia szczytowo-pompowa „Żarnowiec” oddana w 1983 roku jest wyposażona w cztery generatory o łącznej mocy 716 MW. Elektrownia szczytowo-pompowa Porąbka-Żar przekazana w 1978 roku zlokalizowana jest na południu i posiada cztery generatory-silniki o mocy 125 MW każdy. Najważniejsze dane pokazane są w tab. 1.

^{*} Elektrownia Wodna Żarnowiec S. A. Czymanowo, 84-250 Gniewino

^{**} Elektrownie Szczytowo-Pompowe S. A., Czymanowo, 84-250 Gniewino

^{***} IRIS Power Engineering Ltd., Etobicoke, Ontario, Canada

Tabela 1. Wybrane dane techniczne hydrogeneratorów elektrowni Żarnowiec i Porąbka-Żar

Elektrownia Szczytowo-Pompowa:	Żarnowiec	Porąbka-Żar
Liczba generatorów	4	4
Moc generatora	209 MVA, 179 MW	150 MVA, 125 MW
Napięcie znamionowe	15,75 kV	13,8 kV
Obrotы znamionowe	166,7 rpm	600 rpm
Średnica wirnika	10 700 mm	4280 mm
Rodzaj uzwojeń stojana	Pręty Roebla	Cewki
Rodzaj izolacji uzwojeń stojana	Resin-rich ^{*)}	Resin-rich
Liczba gałęzi uzwojeń na fazę	4	5

* – gen. nr 1 w 1997 r. przezwójony w technologii Micadur

W czerwcu 1994 roku podczas rutynowej próby wysokonapięciowej został uszkodzony generator nr 3 w elektrowni Porąbka-Żar. Analiza cewek wyjętych ze stojana wykazała zniszczoną powłokę półprzewodzącą (ochronę przeciwjarzeniową) spowodowaną działaniem szczelinowych wyładowań niezupełnych. Stwierdzono również, że z tego samego powodu znacznej degradacji uległa już także izolacja główna. Generator został naprawiony poprzez przewinięcie maszyny tymi samymi cewkami po uprzednim zregenerowaniu powłoki półprzewodzącej wszystkich cewek. Wiadomo było, że naprawa ta nie może być skuteczna na długi czas z powodu zaawansowanej degradacji izolacji głównej. Ponadto powszechnym problemem dla tego typu maszyn było słabe klinowanie uzwojeń. Wada ta nie mogła być całkowicie usunięta.

Po tym zdarzeniu zdecydowano, aby przeprowadzić pomiary wyładowań niezupełnych off-line na wszystkich naszych największych hydrogeneratorach. Pierwsze wyniki pomiarów były bardzo alarmujące. Poziom wyładowań niezupełnych w uzwojeniach ośmiu największych generatorów okazał się bardzo wysoki. Wyniki pomiarów w Żarnowcu były nawet gorsze niż w elektrowni Porąbka-Żar.

Pierwsze wnioski dla generatorów obu elektrowni były następujące:

- próby wysokonapięciowe generatorów są bardzo ryzykowne i należy z nich zrezygnować,
- ryzyko awarii będzie wzrastać i w celu jego uniknięcia przezwojenie będzie w przyszłości niezbędne.

Ponieważ owe osiem generatorów są bardzo ważne dla firmy, konieczne było podjęcie pilnych decyzji i opracowanie nowej strategii utrzymania i odtworzenia generatorów.

Ze względów ekonomicznych praktycznie nie jest dla nas możliwe przewinięcie więcej niż jednego wielkiego generatora w roku. Oznacza to, że program odtworzenia musi potrwać co najmniej osiem lat. W takim długim okresie ryzyko awarii może być dość wysokie. Fakty te uwarunkowały następujące główne założenia przyjętej strategii:

- w celu opóźnienia postępującej degradacji niezbędne jest wdrożenie zasad utrzymania opartych na ocenie stanu technicznego,

- metody diagnostyczne powinny dostarczyć informacji o szybkości i postępie procesu degradacji izolacji oraz wskazań dla decyzji o kolejności przewijania,
- w celu zmniejszenia ryzyka awarii program odtworzenia powinien się rozpocząć w krótkim czasie.

W toku realizacji powyższej strategii najwięcej interesujących doświadczeń zebrano w naszej największej elektrowni Żarnowiec. Doświadczenia te są tematem kolejnych rozdziałów.

2. Diagnostyka off-line wyładowań niezupełnych w elektrowni Żarnowiec

Pomiary wyładowań niezupełnych off-line w naszych elektrowniach są prowadzone przez Instytut Energetyki Poznań przy użyciu urządzenia Haefely TEAS570. Metoda ta tworzy cyfrowy zapis wyników tzw. „odcisk palca” i może klasyfikować defekty układu izolacyjnego na podstawie komputerowej analizy podobieństwa.

Jak wspomniano wyżej, wyniki pierwszych pomiarów generatorów elektrowni Żarnowiec były alarmujące. Poziom wnz na wszystkich maszynach był wysoki: na generatorze nr 1 najwyższy, a na generatorze nr 3 najniższy. Z obserwacji tej wywnioskowano, że wnz nie są skutkiem normalnego starzenia się izolacji uzwojeń.

Dla rozpoznania charakteru degradacji izolacji uzwojeń wyjęto trzy pręty stojana z jednego z generatorów w celu dokonania szczegółowych pomiarów oraz inspekcji wizualnej. Dla porównania przebadano dziesięć prętów rezerwowych, dotychczas nie instalowanych w generatorach. Badania wykazały, że część prętów ma defekty produkcyjne wewnętrznej ochrony przeciwjarzeniowej czyli warstwy półprzewodzącej pomiędzy miedzią a izolacją główną. Po latach pracy warstwa półprzewodząca w wadliwych prętach uległa całkowitemu zniszczeniu. Jest to główna przyczyna wysokiego poziomu wyładowań. Z diagnozy takiej wynikł wniosek, że przy tym rodzaju defektu nie ma wprawdzie bardzo dużego ryzyka awarii w krótkim czasie, ale jedynie przewojenie stojana może wyeliminować problem. Dalsze badania i pomiary potwierdziły, że generator nr 1 jest w gorszym stanie od pozostałych. Na tej podstawie podjęto decyzję o przewojeniu stojana w 1997 roku. Prócz obniżenia ryzyka decyzja ta miała także dodatkowe cele:

- szczegółowe badania wymontowanych prętów pozwolą na wykonanie dokładniejszej analizy stanu układu izolacyjnego i mechanizmów degradacji,
- przed podjęciem kolejnej decyzji o przewojeniu należy się upewnić, że technologia nowego układu izolacyjnego jest właściwa.

Generator został przewojony nowymi prętami izolowanymi w technologii próżniowo-syconej (Micadur). Pomiary wnz wykonane po przewojeniu wykazały praktycznie całkowity brak wyładowań niezupełnych. Większość z wymontowanych prętów została pomierzona metodą TEAS i podzielono je na pręty dobre i złe. Przy użyciu analizy podobieństwa złe pręty zostały sklasyfikowane według typów „odcisków palca”. Izolacja około 20 prętów z wadami została rozebrana i poddana szczegółowej

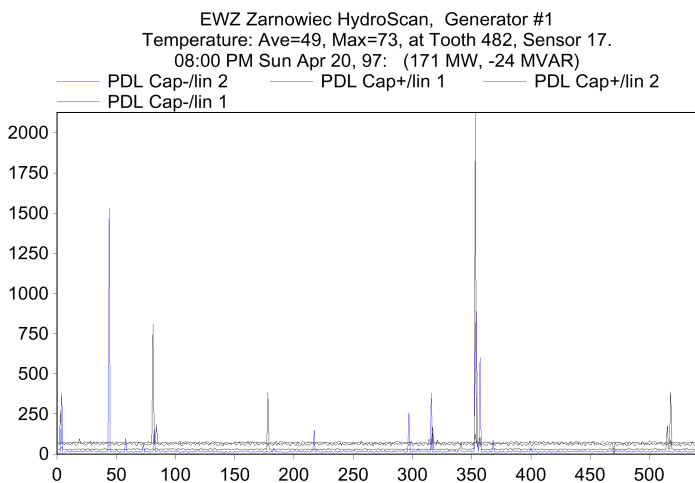
inspekcji wizualnej. Stwierdzono, że występuje kilka typowych defektów tj. degradacja wewnętrznej ochrony przeciwjarzeniowej (najwięcej wadliwych prętów), a także uszkodzenia ochrony przeciwjarzeniowej żłobkowej i czołowej. Analiza pozwoliła przyporządkować obrazy odcisków palca do odpowiednich rodzajów defektów. Wyniki tych badań są pomocne do prowadzenia dalszej oceny stanu oraz utrzymania pozostałych trzech generatorów.

Podsumowując, najważniejszą zaletą wspomnianej metody pomiarów wnz off-line okazała się możliwość względnie precyzyjnego określenia aktualnego stanu izolacji oraz rodzajów defektów (o ile dysponuje się dostatecznym materiałem porównawczym). Metoda ta ma także bardzo ważne wady. Wymaga odstawienia generatora oraz transportu ciężkich przyrządów do elektrowni, co powoduje że koszt pomiarów jest wysoki. Dlatego pomiary tą metodą nie mogą być wykonywane często (praktycznie każdy generator nie częściej niż raz na rok lub nawet raz na dwa lata). Ponadto trudno jest uzyskać te same warunki pomiarów (temperatura i wilgotność). Wynika z tego, że metodą tą nie jest możliwa dla nas ocena szybkości procesów pogarszania się izolacji oraz prognozowania pozostałego czasu eksploatacji maszyny. Dlatego zdecydowano o zainstalowaniu systemu monitorowania on-line.

3. Monitoring on-line przy pomocy skanera

W 1996 roku w elektrowni Żarnowiec zainstalowano system monitorowania generatorów „Hydroscan” (firmy MCM Enterprise Ltd.). Koncepcja systemu jest oparta na zasadzie skanera — zestawu czujników montowanych na wirniku, które w sposób ciągły obserwują stojan podczas pracy i mierzą różne parametry fizyczne odpowiednich części generatora. System jest wyposażony w następujące czujniki: temperatury na podczerwień, magnetyczne, szczeliny powietrznej, wibracji oraz anteny pojemnościowe zwane lokalizatorami wyładowań niezupełnych (PDL). System zapisuje pomierzone dane na dysku. Specjalne oprogramowanie jest przeznaczone do prezentacji wyników pomiarów. Dane są wyświetlane w postaci mapy temperatury stojana i wielu innych wykresów. Różnorodne rodzaje czujników umożliwiają konfrontowanie i interpretowanie mierzonych danych. System dostarcza dużo informacji o stanie termicznym, mechanicznym, magnetycznym i elektrycznym generatora. Praktycznie nie ma innego narzędzia, które dawałoby porównywalne informacje.

Z dotychczasowego monitoringu tą metodą wynika ogólny wniosek, że stan mechaniczny, termiczny i magnetyczny generatorów elektrowni Żarnowiec jest dobry. System rejestruje natomiast wysoką aktywność wyładowań niezupełnych. Czujniki PDL (lokalizatory wyładowań niezupełnych) mogą rejestrować poziom i wskazywać lokalizację wyładowań teoretycznie z rozdzielczością do pojedynczego żłobka. Poziom wyładowań mierzony przez czujniki potwierdza w ogólności wyniki pomiarów off-line. Najwyższy poziom wnz obserwowany był na generatorze nr 1 przed przezwojeniem oraz na generatorze nr 2, a najniższy na generatorze nr 3. Zaobserwowano bardzo wyraźny ujemny efekt temperaturowy. W normalnych warunkach pracy generatorów mierzona temperatura rdzenia wynosi pomiędzy 40 a 60° i zależy od temperatury zewnętrznej, rodzaju pracy (generacja, pompowanie albo kompensacja) oraz od rzeczywistego obciążenia. Aktywność wnz bardzo wysoka przy niższych temperaturach



Rys. 1. Typowy wykres wskazań czujników wyładowań niezupełnych na generatorze nr 1 przed przezwójaniem

po przekroczeniu 50°C jest znacznie niższa (na generatorach nr 3 i 4 często nawet całkiem zanika). Na podstawie tych obserwacji zdecydowano, żeby wprowadzić pewne zmiany w układzie chłodzenia w celu stabilizowania temperatury w zakresie $55\text{--}60^{\circ}$. Mamy nadzieję, że spowolni to proces degradacji powodowany przez wyładowania niezupełne a równocześnie temperatura będzie jeszcze dość niska i nie spowoduje znaczącego przyspieszenia termicznego starzenia się izolacji.

Po przezwójaniu generatora nr 1 nie obserwuje się już więcej aktywności wyładowań niezupełnych. Potwierdza to, że wybrana technologia izolowania była właściwa.

Wskazania czujników PDL mogą dostarczyć także pewnych informacji o charakterze źródeł wnz (szczególnie obserwując korelację z innymi czujnikami). Jednak w przypadku Żarnowca nie jest to dostatecznie wyraźne z powodu występowania kilku różnych źródeł wyładowań. Z tego powodu system ten nie może wyeliminować diagnostyki wnz off-line. Z naszego punktu widzenia trudność interpretacji charakteru wnz oraz porównania z wynikami pomiarów off-line jest główną wadą tej metody. Natomiast bardzo ważnymi zaletami są:

- kompleksowa informacja o stanie generatora,
- możliwość lokalizacji defektów,
- ciągłe monitorowanie, co może ostrzec użytkownika, gdy nastąpi przyspieszony proces pogarszania się stanu.

4. Pomiary systemem PDA

W celu częściowego zastąpienia drogich pomiarów wnz metodą off-line zdecydowaliśmy się uzupełnić system diagnostyki generatorów o układ pomiarów i analizy wyładowań on-line typu PDAIV kanadyjskiej firmy IRIS. System PDA-IV jest

powszechnie stosowany na tysiącach hydrogeneratorów na całym świecie, z powodu względnie niskiego kosztu i łatwości w użyciu. W 1998 roku czujniki pojemnościowe tego systemu zostały zainstalowane na generatorach nr 3 i 4. Następne maszyny zostały wyposażone w czujniki dopiero w 1999 roku. Pomiaru są przeprowadzane za pośrednictwem czujników pojemnościowych 80 pF, które są przyłączone bezpośrednio do wyprowadzeń uzwojeń (12 czujników, po 4 na fazę) przy pomocy przenośnego urządzenia PDAIV podłączonego do komputera notebook wyposażonego w software PD-Lite. Pomiaru są wykonywane co 3 miesiące. Z uwagi na krótki okres użytkowania nasze doświadczenia są jak dotychczas raczej skromne.

Tabela 2. Sumaryczne wyniki pomiarów na generatorze nr 3

PHASE	120 MW, 6 Mvar, 15,2 kV, 64°C				165 MW, 8 Mvar, 15,2 kV, 64°C			
	NQN+	NQN-	Qm+	Qm-	NQN+	NQN-	Qm+	Qm-
Coupler								
A: 1C1	0	0	0	0	0	0	0	0
2C1	285	310	325	344	299	332	336	357
3C1	556	832	392	516	631	536	442	387
4C1	0	0	0	0	0	0	0	0
B: 1C2	185	249	0	0	173	215	0	0
2C2	353	38	0	0	153	104	0	0
3C2	160	142	0	0	169	108	0	0
4C2	991	1135	740	1128	929	1194	1052	1138
C: 1C3	570	429	541	554	408	378	357	549
2C3	67	104	0	0	44	142	0	0
3C3	180	222	0	246	155	215	0	233
4C3	1119	1021	773	769	1096	1020	771	770

Tabela 3. Sumaryczne wyniki pomiarów na generatorze nr 4

PHASE	135 MW, 40 Mvar, 15,6 kV, 67°C				165 MW, 50 Mvar, 15,6 kV, 67°C			
	NQN+	NQN-	Qm+	Qm-	NQN+	NQN-	Qm+	Qm-
Coupler								
A: 1C1	619	190	352	183	646	222	362	186
2C1	569	504	471	362	494	496	438	362
3C1	636	730	579	407	802	668	578	395
4C1	225	123	192	113	389	186	190	177
B: 1C2	372	183	279	162	326	234	275	187
2C2	471	510	590	442	—	—	1600	1600
3C2	718	714	487	483	984	980	587	660
4C2	313	335	282	275	317	308	281	282
C: 1C3	537	323	357	375	472	390	286	0
2C3	108	210	0	192	359	554	393	475
3C3	616	462	561	494	851	843	493	591
4C3	718	792	660	474	712	778	658	471

Tabele 2 i 3 pokazują sumaryczne wyniki pomiarów wnz przy użyciu systemu na generatorach nr 3 i 4. Obie maszyny wykazują wysokie wartości szczytowe wnz (Q_m). Najwyższa aktywność na gen. nr 4 została pomierzona na fazie B, czujnik 2C2 — 1600 mV. Z opublikowanej przez firmę IRIS bazy danych wiadomo, że 90% stojanów o tym napięciu znamionowym ma poziom 500 mV lub niższy. Zatem uzwojenie wykazuje wysoką aktywność wnz. Zbliżony poziom wyładowań dodatnich i ujemnych wskazuje, że występują one w izolacji głównej, bądź istnieje kilka źródeł wyładowań o różnym charakterze.

Nowoczesne systemy PDA mają możliwość wyświetlania wnz na tle cyklu 50 Hz. Klasyczne wewnętrzne wnz pojawiają się w zakresie 0–90° i 180–270° cyklu. Obserwuje się to na większości z badanych uzwojeń, jednak kilka wykazuje niezwykajny obraz, z wyładowaniami w różnych fazach cyklu prądu przemiennego. Tego typu zjawiska są dość rzadkie w hydrogeneratorach, lecz są obserwowane w dużych turbogeneratorach, które mają zwarcia pomiędzy przewodami elementarnymi (Roebła) albo zwarcia pomiędzy blachami rdzenia. Maszyny te miały problemy z przewodami elementarnymi podczas produkcji. Zwarcia pomiędzy przewodami Roebła powodują miejscowe wzrosty temperatury prętów, co przyspiesza degradację termiczną izolacji i prowadzi do wzrostu wyładowań niepełnych w czasie.

Generator 3 ma podobne, lecz nieco niższe wyładowania niż generator 4. o poziomie do ok. 1100 mV. Większość gałęzi uzwojeń wykazuje klasyczny obraz rozwarstwionej izolacji. Najgorsza gałąź (4C2) wykazuje dodatkowo wyładowania, które mogą być związane z iskrzącymi przewodami na przeplotach Roebła.

Jednak najistotniejszym wskaźnikiem problemu z uzwojeniem stojana jest podwojenie się poziomu wnz w ciągu 6 miesięcy. Trend wyładowań dla tych maszyn pozostaje jeszcze do wyznaczenia.

5. Podsumowanie

Zebrane doświadczenia pokazują, że ogólne wnioski z różnych metod diagnostycznych off-line i on-line potwierdzają się wzajemnie. Jednak możliwości porównywania rezultatów są ograniczone.

Zastosowane metody diagnostyczne off-line i on-line różnią się zasadą i warunkami pomiarów. Każda z nich ma swoje zalety i wady, jednak się uzupełniają. Zastosowanie więcej niż jednej metody pozwala zweryfikować wnioski i zwiększyć zaufanie do nich.

Strategia predyktywnego utrzymania i odtworzenia oparta na nowoczesnych metodach diagnostycznych pozwala opóźnić termin przezwojenia i zmniejszyć ryzyko awarii.

Literatura

- [1] **Tułodziecka E., Andrzejewski K.**: Instytut Energetyki — Zakład Izolacji Poznań. Raporty z badań układów izolacyjnych generatorów z lat 1996–1998
- [2] **Tułodziecka E., Andrzejewski K.**: *Detection of Generator Stator Insulation Defects by Measurements and Analysis of Partial Discharge Off-line Diagnosis of 150 MVA*,

13,8 kV and 209 MVA, 15,75 kV Hydrogenerators. CIGRE-EPRI Colloquium, Florencja, kwiecień 1997

- [3] **Tułodziecka E., Andrzejewski K.:** *Pomiar i analiza ładunku pozornego wyladowań niezupełnych w prętach wymontowanych z hydrogeneratora typu CBO-1170/190/36 w EW Żarnowiec bl. 1.* Instytut Energetyki — Zakład Izolacji Poznań
- [4] **Brown C. D., Burrows K. W., Churchill T. L., Edmonds J. S., Ross J. M., Shioyama G. S.:** *Rotor-mounted Scanning of Stators in Hydrogenerators.* Water Power & Dam Construction, maj 1992
- [5] **Edmonds J. S., Rasmussen J. R., Campbell T., Stone G.:** *Failure Mode Testing of a Hydro Generator Equipped with a Rotor-mounted Scanner.* Water Power & Dam Construction, styczeń 1993
- [6] Hydroenergo-Service Sp. z o.o. *Analiza danych z systemu monitorowania hydrogeneratorów EW Żarnowiec.* Raporty z lat 1997–1998
- [7] **Culbert, Dhirani H., Stone G.:** *Handbook to Assess the Insulation Condition of Large Rotating Machines,* Vol. 16. Palo Alto, CA, EPRI, Inc., 1991
- [8] Iris Power Engineering, Inc. *PD Seminar. Failure Mechanism & PD Interpretation.* 1998

APPLYING OFF-LINE AND ON-LINE PARTIAL DISCHARGE DIAGNOSTICS
FOR HYDROGENERATORS

The hydrogenerator damage during a routine high potential test in 1994 was a reason to change diagnostic methods applied. The first results of measurements using a modern off-line partial discharge analyser taken on eight big hydrogenerators were very alarming. This and the results of visual inspections were the basis for the decision to start rewinding the generators. During a few years of using modern off-line tests, the experience was gained, that allows to delay the rewinding of next generators using the predictive maintenance and refurbishment strategy. To implement this strategy the applying of modern on-line methods was necessary. The current results, experience and comparison of several diagnostic methods are presented in the paper.