



Adam BALAWENDER, Bogumił DUDEK

Polski Komitet Bezpieczeństwa w Elektryce SEP

Bocznikowanie obwodów prądowych WN - bez i pod napięciem

Streszczenie. W artykule omówiono wybrane problemy, głównie technologiczne, związane z eksploatacją układów izolacyjnych stacji WN przy zastosowaniu ich bocznikowania. Bocznikowanie pozwala na wymianę, przeglądy, naprawy, modernizacje i konserwacje aparatów stacyjnych i dzięki zastosowaniu różnego typu boczników, umożliwia wyeliminowanie lub ograniczenie czasu wyłączeń, podwyższając jednocześnie bezpieczeństwo prac i jakość robót.

Abstract. (By-passing of HV current circuits, off- or on-line) This paper presents some of the problems – in particular technological ones – related to the maintenance of high voltage substation insulation equipment with the use of by-passes. By-passes allow for replacement, inspection, modernization and maintenance of substation apparatuses without disrupting power supply, or minimizing outages. Thanks to the use of by-passes the quality of maintenance work at high voltage substations can be improved, so can the safety of the personnel.

Słowa kluczowe: prace pod napięciem, stacje WN, łuk elektryczny, bocznik.

Key words: live line maintenance, high voltage substation, electric arc, by-pass.

Wstęp

Na liberalizowanych rynkach energii przedsiębiorstwa elektroenergetyczne zajmujące się jej dystrybucją i przesyłem są zobowiązane Prawem Energetycznym do zapewnienia jakości i ciągłości dostaw. Poszukują zatem rozwiązań, które umożliwiają sprostanie tym wymaganiom. Jednym z rozwiązań pozwalających na wyeliminowanie wyłączeń urządzeń elektrycznych jest możliwość prowadzenia zabiegów eksploatacyjnych pod napięciem, z zachowaniem pełnej zdolności przesyłania energii lub ograniczonej, podyktowanej warunkami ruchowymi. Praktykuje się także krótkie wyłączenia na czas zamontowania i zdemontowania tymczasowych obwodów elektrycznych [2, 3].

Klasyfikacja boczników

Boczniki stosowane są na różnych poziomach napięcia i tym samym mają różne budowy.

Można zaproponować następującą klasyfikację boczników :

- boczniki aparaturowe (pojedynczych aparatów),
- boczniki pól,
- boczniki specjalne np. mostków linii.

Boczniki mogą być zakładane w stanie napięciowym i pod obciążeniem prądowym; przy ograniczonym obciążeniu prądowym i bez napięcia. Zakładanie zacisków bocznika może odbywać się z bezpośrednim udziałem monterów „na potencjale” lub pozostałymi metodami PPN: „z odległości” i „w kontakcie”. Zamykanie obwodu bocznika może odbywać się za pomocą łączników lub wyłączników, z dostatecznie dużej odległości oraz z bezpośrednim udziałem monterów. Ten ostatni przypadek nakłada pewne ograniczenia w stosowaniu ze względu na możliwość niedopuszczalnego nagrzania się przewodzącej siatki ochronnej kombinezonu ekranującego monterów przed składową elektryczną pola (klatka Faradaya).

W zależności od wykonania możemy boczniki podzielić na liniowe wykonane kablami lub liniami prowizorycznymi izolowanymi lub gołymi na tymczasowych konstrukcjach. Historycznym przykładem stosowania systemów bocznikujących są w kraju tzw. „szyny obejściowe”. W wielu krajach nie stosuje się takich rozwiązań jako mało efektywnych (rzadko stosowane) i kosztownych (opłaty i podatki).

Znaczenie diagnostyki dla bocznikowania

Stacje elektroenergetyczne wysokiego napięcia możemy traktować jako obiekty, systemy składające się z wielkiej liczby podsystemów oraz składników (komponentów) podlegających awariom. Konsekwencje awarii składnika lub podsystemu mogą się wahać od braku efektu na działanie systemu do przerw w zasilaniu na szeroką skalę, spowodowanych przez niestabilność systemu. Koszty związane z awarią składnika mogą zależeć od stopnia awarii oraz od działań naprawczych podjętych w celu poprawy sytuacji lub likwidacji awarii.

Niektórych awarii nie da się uniknąć, ponieważ są spowodowane przez siły natury (np. sady, powódź, trąby powietrzne); z kolei innych można by uniknąć gdyby, na przykład, części lub składniki były wymieniane w sposób regularny zanim ulegną zużyciu, lub gdyby przeglądy i konserwacja wyposażenia były przeprowadzone według dobrze przygotowanego planu. Ponieważ głównym celem spółki przesyłowej, dystrybucyjnej jest niezakłócony przesył / dostawa energii elektrycznej do odbiorców przy minimalnym koszcie, zapobieganie awariom systemów elektroenergetycznych ma ogromne znaczenie podczas projektowania oraz użytkowania systemu.

Tradycyjnie, większość spółek elektroenergetycznych wypracowało procedury przeglądów związanych z utrzymaniem układów izolacyjnych stacyjnych, w niewielkim stopniu wykorzystując analizy awaryjności i niezawodności do planowania i harmonogramowania robót. W konsekwencji często trudno jest ocenić z racjonalnym stopniem wiarygodności, jaka jest najlepsza częstość przeprowadzania przeglądów lub, co powinno być poddane przeglądowi; w rezultacie niektóre procedury przeglądów kosztują więcej niż powinny, a niezbędne urządzenia są nieczynne przez przedłużające się okresy czasu.

Nawet, jeśli dokonano ilościowej analizy planu przeglądów, oparta jest ona z reguły na założeniu deterministycznym, że konsekwencje czynności przeglądowych nie są losowe. Na przykład, po remoncie kapitalnym przyszły trend w odniesieniu do kosztów operacyjnych jest znany i losowe awarie urządzeń nie mają wpływu na częstość przeglądów. Jednak w rzeczywistości awaria urządzenia może spowodować potrzebę wymiany systemu i zaplanowane prace związane z utrzymaniem mogą być przełożone lub

nawet odwołane; tak więc okres przeglądów może być losowy w swojej naturze.

Polityka prowadzenia przeglądów oparta na zasadach probabilistycznych nie tylko lepiej uwzględniałaby losową naturę okresów działania urządzeń, ale także mogłaby prowadzić do znacznych oszczędności w kosztach utrzymania. Te zadania wymagają jednak baz danych i programów wspomagających eksploatację, które dopiero pojawiają się w praktyce przedsiębiorstw [1, 9].

Wykrywaniem pogarszającego się stanu urządzeń jest diagnostyka. Nowe elementy diagnostyki pozwalają na bardziej indywidualne podejście do okresowości badań i przeglądów urządzeń z wykorzystaniem takich systemów jak RCM czy E3P tzn. aktywne utrzymanie urządzeń elektroenergetycznych poprzez ulepszenia, profilaktykę, śledzenie procesów starzeniowych implikujących okresowość badań. Metody te mają zastosowanie w świecie także w technice prac pod napięciem.

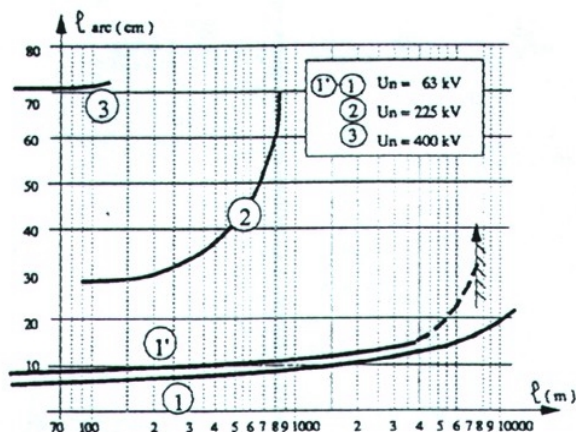
Polityka profilaktyki zaadoptowana przez firmy elektroenergetyczne jest skierowana na wykrywanie pogarszającego się stanu urządzeń zanim nastąpi ich awaria, lub jest oparta na założeniu a priori, że stan urządzeń się pogorszył i wymagana jest wymiana lub remont generalny bez dowodu pogorszenia się tego stanu.

Ułatwieniem w stosowaniu zabiegów profilaktycznych jest możliwość bocznikowania urządzeń na czas zabiegów lub wstawienie aparatu zastępczego do czasu wykonania przeglądu [4, 5, 6].

Technologie bocznikowania

Bocznikowanie umożliwia wymianę wyłączników, odłączników, a nawet szyn zbiorczych lub całych pól. Dzięki nowym rozwiązaniom sprzętowym np. wieże izolacyjne, ekrany izolacyjne, bocznikujące zestawy przewoźne, zastosowania praktyczne techniki PPN znacznie się poszerzyły. Możliwość te wynikają także z dokładnej analizy zjawisk towarzyszących bocznikowaniu obwodów prądowych. Z analiz tych wynika, że długość boczników musi być ściśle określona w zależności od spodziewanych obciążeń prądowych i spadków napięć oraz użytego sprzętu (rys. 1).

Sytuację w wielu przypadkach zaostrza fakt obecności monterów w momencie zamykania obwodu bocznika. Monter ubrany w kombinezon ekranujący wykonany przeważnie na bazie gęstej przewodzącej srebrnej siatki tworzy (ten kombinezon) tzw. klatkę Faradaya. W badaniach wykazano, że prąd płynący w procesie bocznikowania nie może przekraczać 0,5 A, z uwagi na nagrzewanie się siatki kombinezonu [7, 8].



Rys.1. Zależność długości łuku l_{arc} od długości bocznika l dla różnych poziomów napięć: 63, 225 i 400 kV

Badania i przeprowadzone analizy pozwoliły na określenie dopuszczalnych długości boczników różnej konstrukcji (Tabela 1).

Tabela 1. Dopuszczalne długości przewodów izolowanych i nieizolowanych boczników dla PPN

Napięcie, kV	Przewody nieizolowane, m	Przewody (kable) izolowane, m
63	3 000	100
90	2 000	66
225	215	-
400	130	-

Dla pośrednich wartości ustalono empirycznie zależność:

$$(1) \quad L \times I^2 \leq 130 \times 10^6$$

gdzie:

L – długość bocznika w metrach, I – prąd obciążenia w A.

Przekroczenie tej wartości nie zezwala przy dotychczasowych konstrukcjach ubiorów przewodzących na udział monterów przy zamykaniu obwodu bocznika.

Podobnych analiz dokonano dla przypadków rozmotkowania obwodów prądowych, dobierając odpowiednie rozwiązania boczników z rozłącznikami.

Na szczególną uwagę w ostatnim czasie zasługuje brazylijski bocznik w izolacji SF6 stosowany podczas wymiany stacyjnych elementów torów prądowych pod napięciem do 230 kV i pod obciążeniem. Wypełnienie wnętrza izolacyjnej osłony przewodu bocznika gazem SF6 pozwala na znaczne zmniejszenie odległości bocznika od uziemionych konstrukcji wsporczych np. dla urządzeń 69 kV minimalna odległość bocznika od konstrukcji wynosi 0,20 m a dla urządzeń 138 kV – 0,30 m. Odpowiedni odstęp w powietrzu byłby dwukrotnie lub trzykrotnie większy.

Zastosowanie bocznika typu „Gas Jumper”® umożliwia dokonanie wymiany mostków, wyłączników i innych znajdujących się pod obciążeniem elementów wyposażenia stacji 69 i 138 kV. Gospodarowanie odstępami powietrznymi podczas realizacji różnych technologii j prac pod napięciem jest ciągle poważnym problemem [4],[5].

W przypadku polskich doświadczeń na uwagę zasługuje fakt opanowania przez służby eksploatacyjne krajowych spółek elektroenergetycznych pierwszych przewoźnych zestawów bocznikujących zainstalowanych na platformach i przenośnych linii kablowych 110 kV.

Przenośne linie kablowe 110 kV

Przenośne linie kablowe są wygodne w zastosowaniu i dzięki specjalnym głowicom możliwe do podpięcia w różnych układach stacyjnych.

W montażu linii przenośnych uwzględnia się:

1. Montaż fundamentów pod konstrukcję wsporcze
2. Montaż konstrukcji wsporczych dla głowic kabli
3. Ułożenie 3 fazowej linii kablowej wraz z wykonaniem przejść przez przepusty drogowe
4. Zamocowanie kabli i głowic na konstrukcjach wsporczych
5. Montaż i połączenie ograniczników przepięć do ochrony żył powrotnych
6. Uziemienie żył powrotnych oraz konstrukcji wsporczych
7. Zamocowanie uchwytów, umieszczonych w dobranych odstępach dla zapewnienia stabilności mechanicznej linii kablowej przy pracy normalnej i zakłóceń (zwarcia)
8. Oznakowanie trasy przenośnej linii kablowej i umieszczenie tablic ostrzegawczych i informacyjnych.

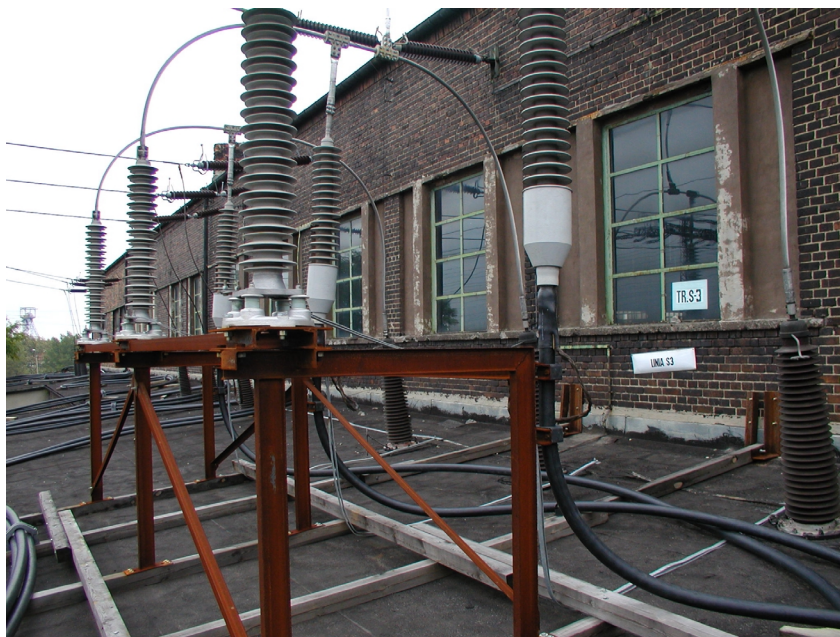
Kable wraz z głowicami powinny być nawinięte na specjalnych bębnach metalowych. Bębny powinny być przystosowane do umieszczenia głowic początku i końca kabla w specjalnie przewidzianych przestrzeniach (kieszeniach, wnękach) uniemożliwiających narażenie mechaniczne głowic oraz powstanie niedopuszczalnych naprężeń podczas zwijania kabla, szczególnie przy zginaniu kabla na odcinku w pobliżu głowicy. Podstawowe dane tych linii podano w tabeli 2.

Zastosowanie linii przelaznych 110 kV

Przelazne linie kablowe zostały juź wielokrotnie zastosowane, tylko na terenie PSE Zachód na stacjach Mikułowa, Plewiska, Adamów, Piła Krzewina. PSE System

wypożycza kable także firmom spoza grupy kapitałowej PSE S.A. Linie w ww. przypadkach posłużyły do tymczasowego połączenia nowej rozdzielni 110 kV ze starą, dla prowadzenia prac malarskich wysokich konstrukcji rozdzielni 110 kV.

Do konstrukcji przelaznej linii kablowej zastosowano widoczne na rysunkach 2 i 3 głowice silikonowe typ ESF 123. Innym ciekawym przykładem zastosowania przelaznych linii jest EC Chorzów, gdzie w celu rozbudowy rozdzielni 110 kV zachodziła potrzeba zdemontowania aparatury z istniejącego pola i zabudowania rozdzielni gazowej, przy zachowaniu zasilania jednego z transformatorów.



Rys.2. Widok głowic przelaznej linii kablowej 110KV na zewnątrz rozdzielni



Rys.3. Widok głowic przelaznej linii kablowej 110KV wewnątrz rozdzielni

Tabela 2. Dane techniczne przenośnych linii kablowych 110 kV

1	Napięcie znamionowe sieci	kV	110
2	Najwyższe napięcie sieci	kV	123
3	Częstotliwość napięcia	Hz	50
4	Punkt neutralny sieci		uziemiony bezpośrednio
5	Przepustowość 3-fazowych linii kablowych		
5.1	Dopuszczalna długotrwałe obciążalność prądowa linii kablowej nr 1	A/fazę	800
5.2	Współczynnik obciążenia m dla linii kablowej nr 1	-	1
5.3	Dopuszczalna długotrwałe obciążalność prądowa linii kablowej nr 2	A/fazę	1200
5.4	Współczynnik obciążenia m dla linii kablowej nr 2	-	1
6	Dane zwarciove (dla obu linii)		
6.1	Początkowy prąd zwarcia: 3 fazowego lzp	kA	30
6.2	Początkowy prąd zwarcia: 1 fazowego z ziemią lzp	kA	30
6.3	Czas trwania zwarcia dla prądu zwarcia l _z =lzp	s	0,6
7	Długość linii kablowej i trwałość		
7.1	Długość linii kablowej nr 1	m	340
7.2	Długość linii kablowej nr 2	m	150
7.3	Trwałość montażowa (minimalna liczba zwinięć i rozwinięć kabla z głowicami przy budowie linii przenośnej, inaczej liczba zbudowanych linii przenośnych w okresie trwałości użytkowej)	szt.	40
7.4	Trwałość użytkowa	lata	20
8	Środowisko pracy linii kablowej		
8.1	Układ pracy kabli w linii kablowej nr 1		Układ trójkątny symetryczny kabli w torze linii kablowej, ułożenie bezpośrednio na powierzchni gruntu (322m), przejście przez przepusty przestronne (2x5m) pionowo na konstrukcjach (2x4m)
8.2	Układ pracy kabli w linii kablowej nr 2		Układ trójkątny symetryczny kabli w torze linii kablowej, ułożenie bezpośrednio na powierzchni gruntu (142m), pionowo na konstrukcjach (2x4m)
9	Maksymalna temperatura otoczenia	°C	+35
10	Wysokość zainstalowania npm	m	<1000

Kierunki rozwoju prac pod napięciem

Zastosowanie techniki PPN na krajowych obiektach stacyjnych będzie koniecznością wynikającą z ograniczania czasu przerw w dostawie energii oraz poprawą bezpieczeństwa pracy przy zachowaniu wysokich standardów jakości usług eksploatacyjnych.

Technika PPN zezwala także na rozbudowę stacji o kolejne pola zarówno wykorzystując roboty, jak i śmigłowce używane do transportu i wstawiania oszynowania rurowego. Przyszłość techniki PPN na stacjach wynika także z modułowej zabudowy z możliwością wymontowania każdego elementu bez przerw w zasilaniu lub funkcjonowaniu stacji. Z drugiej strony zmusza do innego spojrzenia na gospodarkę częściami i całymi aparatami. Niewątpliwie odegra tu rolę czynnik ekonomiczny – droższa aparatura musi być zagospodarowana inaczej niż tańsza – tam warto mieć droższe elementy zastępcze, gdzie zawarte umowy handlowe rygorystycznie wymagają technicznej niezawodności na wysokim poziomie. Innym czynnikiem ciągle niedocenianym jest weryfikowalny poziom ryzyka. Bez dobrej identyfikacji zagrożeń i przypisania różnych poziomów ryzyka do zawieranych umów eksploatacyjnych nie odnotuje się znaczącego postępu. Sztuka wyboru kryteriów eksploatacyjnych dopiero się rozwija i trzeba mieć na uwadze ostatecznie dobro klientów energetyki.

LITERATURA

- [1] Anders G. J. - Probability concepts in electric power systems wyd. John Wiley&Sons, USA 1990, (rozdz. 9: Preventive maintenance, inspection, and replacement)
- [2] Lalot J., Answers to problems arising in live working operations on distribution and transmission systems, ICOLIM, 1992, 6-1...6-16.
- [3] Lalot J., Switching on by-pass currents during live-line maintenance operations, ESMO- 93 str. 273 -291
- [4] Materiały z europejskich konferencji – ICOLIM: Kesthely 1992, Miluza 1994, Wenecja 1996, Lizbona 1998, Madryt 2000, Berlin 2002.
- [5] Materiały z amerykańskich konferencji – ESMO: Las Vegas 1993, Columbus 1995, Orlando 1998, Montreal 2000.
- [6] Materiały z krajowych konferencji PPN, Bielsko Biała 1988, 1993, 1995, 1997, 2001; Poznań 1998, Toruń 2002.
- [7] Prace normalizacyjne IEC – Międzynarodowej Komisji Elektrotechnicznej Komitetu Technicznego 78 z lat 1977 - 2003
- [8] PN-IEC 895:1994 Ubiory przewodzące do prac pod napięciem przy urządzeniach o napięciu znamionowym do 800 kV prądu przemienne
- [9] Dudek B., Cader St., Diagnostyka, konserwacje i naprawy układów izolacyjnych w stacjach wysokiego napięcia pod napięciem, NIWE 2003, Energetyka Zeszyt tematyczny nr 1/2003

Autorzy: Adam Balawender, PSE System Sp. z o.o., e-mail: adam.balawender@pse-system.pl; Bogumił Dudek, Partner RE Sp. z o.o., 41-100 Gliwice, e-mail: b.dudek@partnerre.com.pl;