

**REFERAT GENERALNY DO REFERATÓW PODSEKCJA I.1.
PRACA SYSTEMÓW ELEKTROENERGETYCZNYCH****Marian Sobierajski**

Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej

1. WPROWADZENIE

Wspólnym zagadnieniem problematyki badawczej w *Sekcji I. Systemy elektroenergetyczne. Podsekcja I.1. Praca systemów elektroenergetycznych* jest bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego. Współczesne systemy elektroenergetyczne silnie podlegają oddziaływaniu rynku energii elektrycznej. Objawia się to nowymi relacjami między odbiorcami, właścicielami sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych, elektrowniami oraz operatorami. Zwiększający się udział generacji wiatrowej oraz lokalnej rozproszonej generacji powoduje zmiany bilansu mocy czynnej i biernej w podsystemach oraz nowe przepływy mocy między siecią przesyłową i dystrybucyjną. Specyfiką polskiego systemu elektroenergetycznego jest rezerwowanie linii 400 i 220 kV ciągami linii 110 kV poprzez połączenie wielu (czasami bardzo odległych) transformatorów NN/110 kV. Konieczne staje się zwiększenie przepustowości istniejących linii poprzez wymianę przewodów na przewody o podwyższonej cieplnej obciążalności. Nowe warunki napięciowe i obciążeniowe wymagają przeprowadzenia optymalizacji rozplądów mocy. Powstawanie i likwidacja lokalnych deficytów mocy biernej staje się nowym wyzwaniem dla OSP i OSD.

2. OMÓWIENIE POSZCZEGÓLNYCH REFERATÓW

Poniżej omówiono szczegółowo poszczególne referaty. Wskazano na główne zagadnienia i sformułowano pytania, na które autorzy mogą odpowiedzieć w czasie prezentacji na sesji.

1. Detkiewicz A., Rodo P., "Współpraca operatorów przesyłowych (OSP) regionu Europy Centralnej w zakresie wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych oraz eliminacji potencjalnych zagrożeń mogących zaistnieć w czasie realizacji planowanych międzysystemowych transakcji handlowych".

Na APE'07 i APE'09 autorzy przedstawili koncepcję alokowania zdolności przesyłowych w oparciu o rozplądwy mocy. Miałem okazję opiniować oba referaty.

Niniejszy referat przedstawia podsumowanie rozwoju metody w ciągu ostatnich lat. Na początku alokowanie zdolności przesyłowych odbywać się będzie w cyklu dobowym, a następnie w formie aukcji miesięcznych i rocznych.

Obliczenia są wykonywane na podstawie Wspólnego Modelu Sieciowego (Common Grid Model - CGM).

Proces obliczeń rozpoczyna się od wyboru elementów ograniczających (critical branch - cb) i dla tych elementów ustala się krytyczne wyłączenia awaryjne (critical outage - co). Krytyczne elementy sieci (linie lub transformatory) mogą występować zarówno na połączeniach transgranicznych jak i wewnątrz sieci przesyłowej danego Operatora. Następnie określa się pary CBCO (element monitorowany przy krytycznym elemencie wyłączonym awaryjnie) i dla nich prowadzi się szczegółowe analizy.

Parametry techniczne, które określają zdolności przesyłowe dostępne dla aukcji, to AMF (dopuszczalne obciążenie CBCO) i PTDF (współczynnik wpływu transakcji handlowych na CBCO).

Istotą metody jest poprawne wyznaczenie przepływów na CBCO. Jak duże błędy są popełniane w analizach przepływów i ograniczeń?

Referat przedstawia zakres skoordynowanych działań OSP. Wiele procesów można poprawić tak, aby zwiększyć bezpieczeństwo pracy SEE.

Problematyka omówiona w referacie jest bardzo specjalistyczna, chociaż oparta jest na interpretacji wielowariantowych obliczeniach rozptyłów mocy. Wskazane, jest aby w prezentacji Autorzy dobrali takie lustracje, które przybliżą zagadnienie alokacji zdolności przesyłowych także nie-specjalistom.

2. Skomudek W. "Rozwój elektroenergetycznych kompaktowych linii napowietrznych wysokich i najwyższych napięć".

Zapewnienie bezpieczeństwa przesyłu i dystrybucji mocy w KSE wymagać będzie przyrostu długości sieci przesyłowych o ok. 2000 km i w sieciach dystrybucyjnych ok. 2800 km.

Autor wskazuje, że ograniczenie odstępów izolacyjnych na liniach napowietrznych (przy zachowaniu wymaganych poziomów wytrzymałości udarowej izolacji) prowadzi do wymiernych korzyści ekonomicznych.

Do określenia napięcia wierzchołka słupa Autor wykorzystuje równanie stanu nieustalonego w obwodzie RL. Wartość indukcyjności słupa odgrywa tu bardzo ważną rolę, gdyż jej zmniejszenie oznacza zmniejszenie prawdopodobieństwa wystąpienia przeskoków odwrotnych i tym samym poprawę niezawodności przesyłu.

Z porównania napięcia doziemnego słupa z wytrzymywanym przepięciem udarowym pioruna wynika dopuszczalna rezystancja uziemienia słupa zapobiegająca zwarcia doziemnemu na słupie. I odwrotnie, jeżeli rezystancja uziemienia słupa jest zdeterminowana możliwościami technicznymi, to można ocenić, czy w takim przypadku wystąpi zagrożenie zwarcia doziemnego, gdyż słup będzie posiadał wyższy potencjał niż przewód roboczy i dojdzie do tzw. przeskoku odwrotnego. Przeskoki odwrotne mogą wystąpić na izolacji jednej fazy, dwóch faz lub wszystkich faz.

W praktyce dobór poziomów izolacji i ochrony powinien także uwzględniać spodziewany kształt przebiegów przepięciowych, starzenie się izolacji, wpływ czynników środowiskowych oraz wzajemne usytuowanie urządzeń chronionych i ochraniających. Rzeczywiste parametry elektryczne przepięcia piorunowego z reguły są łagodniejsze od wartości przyjętych dla przebiegu znormalizowanego (1,2/50 μ s).

W konkluzji Autor stwierdza, że aby obniżyć wartość napięcia doziemnego słupa należy stosować uziomy konstrukcji wsporczych o niewielkich rezystancjach udarowych

i niskiej indukcyjności. Biorąc pod uwagę te aspekty, zasadne jest stosowanie słupów rurowych zamiast stalowych słupów kratowych.

Czy Autor mógłby w prezentacji porównać koszt budowy przykładowej linii 400 kV na słupach kratowych i rurowych?

3. Żmuda K., Kubek P., "Metody optymalnego zwiększania zdolności przesyłowej linii napowietrznych wysokiego i najwyższego napięcia".

Problem modernizacji linii dotyczy starych linii zaprojektowanych dla temperatury granicznej 40 C.

W przypadku linii 220 kV szczególnie trudna sytuacja występuje wtedy, kiedy ograniczenia termiczne nie pozwalają na wyprowadzanie pełnej mocy z najtańszych elektrowni. W przypadku linii 110 kV ograniczenia termiczne nie pozwalają efektywnie wykorzystać ciągów 110 kV zamykających stacje NN/110 kV. Obserwuje się również ograniczenia w wyprowadzaniu mocy z farm wiatrowych do sieci 110 kV.

Autorzy omawiają różne sposoby powiększania obciążalności termicznej istniejących linii napowietrznych. Bardzo atrakcyjnie przedstawia się możliwość wymiany pracujących obecnie przewodów stalowo-aluminiowych AFL /projektowanych dla temperatury +40° C/ na przewody wysokotemperaturowe, które mogą pracować przy temperaturach do 180 °C.

Możliwa jest również modernizacja wykonywana bez istotnych zmian w rozwiązaniach konstrukcyjnych starych linii (bez wymiany słupów i fundamentów). Umożliwiają to przewody wysokotemperaturowe (HTLS), oferowane przez światowych producentów po konkurencyjnych cenach. Dzięki dużej obciążalności prądowej przewody HTLS mogą zastąpić klasyczne przewody stalowo-aluminiowe, o większym przekroju przy niezmięnionej średnicy.

Generalne pytanie brzmi, jak wygląda porównanie kosztów wymiany przewodów na przewody z większym przekrojem zamiast na przewody wysokotemperaturowe?

Wydaje się, że w dobowym, miesięcznym, rocznym i wieloletnim planowaniu rozpliwów mocy w KSE wiele linii 110 kV ma zaniżoną dopuszczalną termiczną obciążalność. Stosowanie w praktyce dynamicznej obciążalności termicznej linii napowietrznych staje się powoli standardem na świecie. Bardzo przydatne dla operatora mogą być również obciążalności krótkotrwałe, wyznaczane dla krótkich horyzontów czasowych, od kilku do kilkudziesięciu minut. Autorzy pokazują, że monitoring linii napowietrznych (pośredni lub bezpośredni) pozwala na pełne wykorzystanie ich rzeczywistej zdolności przesyłowej, przy jednoczesnym wyeliminowaniu ryzyka przekroczenia granicznej temperatury przewodu, czyli dopuszczalnego zwisu.

Jakie aspekty monitoringu dopuszczalnej obciążalności termicznej linii napowietrznych mogą być traktowane jako elementy inteligentnych sieci elektroenergetycznych?

4. Sokolik W., „Optymalizacja energetycznej efektywności przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej za pomocą niskostratnych przewodów o małym zwisie”.

Referat podaje wiele szczegółów związanych z przewodami wysokotemperaturowymi. Porównano przewody ACSS/TW i ACCC, najbardziej atrakcyjne przewody z punktu widzenia strat przesyłowych. Są to przewody o małym zwisie, a ponadto wymiana przewodów nie wymaga podwyższania słupów.

Wyposażenie nowo budowanych linii w przewody AFLs, ACSS/TW lub ACCC umożliwia redukcję strat przesyłowych o 20% - 30% w stosunku do linii z przewodami AFL,

natomiast zastosowanie przewodów ACSS/TW i ACCC daje dodatkowo bardzo dużą rezerwę obciążalności.

W warunkach dużego wiatru (wtedy farmy wiatrowe będą oddawały do KSE największą możliwą moc), obciążalność prądowa przewodu ACCC o wymiarach przewodu AFL-6 240 wynosi ok. 1800 A, czyli więcej niż przewodu AFL-8 525.

Autor stwierdza, że linia AFL-6 120 po wymianie na przewody ACCC uzyska obciążalność prądową o prawie 200 A wyższą od linii z przewodami AFL-6 240, czyli ok. 800 A w lecie przy +30°C w cieniu i przy wietrze 0,5 m/s. Jednocześnie straty w linii zmniejszą się o 20% - 30%, przy takich samych przesyłach mocy jak dla linii z przewodami AFL. Podobne relacje wystąpią przy rozpatrywaniu wymiany przewodów AFL-6 240 i AFL-8 350.

Rozważania Autora poparte są bogatymi zestawieniami tabelarycznymi i kolorowymi histogramami.

Mankamentem referatu jest brak odpowiednich obliczeń potwierdzających tezy Autorów.

5. Błajszczak G., Wasiluk-Hassa M., Malinowski M, Kaźmierkowski M.P., Jasiński M., "Przegląd współczesnych systemów przesyłu energii prądem stałym HVDC".

Przekształtniki dużych mocy AC-DC-AC są wygodnym sposobem łączenia systemów elektroenergetycznych, które nie mogą współpracować synchronicznie. Referat przybliży czytelnikowi współczesne techniki HVDC. Na rynku światowym systemy wielkiej mocy i wysokich napięć oferowane są przez trzy koncerny *ABB*, *Siemens* oraz *Areva*. Przeważają urządzenia koncernu *ABB* wykonane na bazie tyrystorów konwencjonalnych w topologii LCC lub CCC w układzie mostków 12-pulsowych. Przy czym topologia CCC jest stosowana do sieci o małych mocach zwarciovych (np. Garabi, Brazylia i Rapid City, USA), natomiast LCC wymaga dużych mocy zwarciovych (np. Outaouais, Kanada i Vizag II, Indie). Technologie te należą do ugruntowanych i sprawdzonych w systemach komercyjnych. Intensywnie rozwijane są przekształtniki FCC na tranzystorach IGBT. Pozwalają one na szybką i niezależną regulację mocy czynnej i biernej.

Z powodu wycofywania starych jednostek wytwórczych oraz ograniczania emisji gazów cieplarnianych (3 razy 20) polski system elektroenergetyczny stoi wobec konieczności szybkiego wybudowania stacji przekształtnikowej back-to-back na granicy z Ukrainą. Jakiego typu - zdaniem Autorów - powinna to być stacja? Czy możliwe jest wykorzystanie po obu stronach dawnej linii 750 kV Chmielnicka - Rzeszów?

6. Juszcuk M., Kuczyński R., Miotke D., „Compliance Monitoring - procedura weryfikacji wypełniania zapisów ENTSO-E RGCE Operation Handbook”.

Po licznych blackoutach m.in. we Włoszech w 2003 r, USA w 2004 r i systemach europejskich w 2006 r bezdyskusyjna staje się przejrzystość działań Operatorów Systemowych połączonych systemów europejskich. W referacie przedstawiono problematykę monitorowania zgodności (Compliance Monitoring) działań OSP zrzeszonych w ENTSO-E. Obecnie, raz do roku poszczególni OSP dokonują samooceny. Dodatkowo losowana jest grupa sześciu Operatorów do audytu. Compliance Monitoring stwarza dobrą platformę wymiany informacji w zakresie jednolitego rozumienia wymogów pracy w systemach elektroenergetycznych połączonych synchronicznie. Nowym wyzwaniem jest wymóg monitorowania zapisów w Kodeksach Sieci w krajach Unii Europejskiej. Zapisy te będą

obejmowały swoim zasięgiem nie tylko OSP, ale także OSD, wszystkich wytwórców energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwa obrotu i wreszcie odbiorców. Wyrażam nadzieję, że pozwoli to wreszcie ujedynolnić w kraju kody węzłów, linii, transformatorów, łączników w rozpliwowych i zwarciovych bazach danych PSE-Operator oraz bazach danych poszczególnych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych.

7. Lis R., Błajszczak G., „Indukcyjne algorytmy optymalizacji środków kompensacji mocy biernej w KSE”.

W referacie przedstawiono metodę wyznaczania obszarów podatnych na utratę stabilności napięciowej w trudnych warunkach pracy systemu elektroenergetycznego. Obszary te są określane jako VCAs (z ang. *Voltage Control Areas*). Metoda oparta jest na analizie krzywych PU w połączeniu z analizą modalną. Obszary VCAs identyfikowane są heurystycznie. Dla każdego ze zidentyfikowanych VCAs określone są generatory, które po wyczerpaniu rezerwy mocy biernej powodują zagrożenie stabilności napięciowej systemu. Nowe źródła mocy biernej zapobiegające utracie stabilności dobierane są z wykorzystaniem programowania liniowego i algorytmu drzew decyzyjnych.

PSE-Operator podjął decyzje o zainstalowaniu nowych źródeł mocy biernej w sieci 400 i 220 kV. Czy analizy VCAs potwierdzają wybrane lokalizacje i moce nowych źródeł mocy biernej?

8. Kurbiel P., Gajewski B., „Problem nadmiernego obciążenia transformatorów NN/110 kV przesyłem mocy biernej w południowym obszarze KSE”.

W południowym obszarze KSE występuje duże obciążenie mocą bierną niektórych transformatorów w stacjach NN/110 kV zasilających duże skupiska odbiorców miejsko-przemysłowych. Zdaniem Autorów, problem ten będzie narastał w miarę wzrostu zapotrzebowania na moc czynną i bierną przy równoczesnym wycofywaniu z poziomu sieci 110 kV wyeksploatowanych generatorów. Jednym ze sposobów na zmniejszenie przepływu mocy biernej przez transformatory jest zainstalowanie baterii kondensatorów w sieci 110 kV. Autorzy pokazują, że w przypadku stacji Komorowice najbardziej efektywna byłaby bateria o mocy 2 x 25 Mvar w rozdzielni 110 kV tej stacji. Pozwoli to odciążyc zagrożone transformatory. Zmniejszy się przepływ mocy biernej zarówno na transformacji 220/110 kV, jak i w sieci 220 kV.

Moim zdaniem, problem przeciążania się transformatorów 400/110 kV i 220/110 kV w KSE jest bardziej skomplikowany. Otóż, polska sieć 110 kV w dużej mierze rezerwuje przepływy mocy liniami NN. Przykładowo autotransformator KOM-A3 jest połączony 81 różnymi ciągami linii 110 kV z innymi transformatorami NN/110 kV (m.in. KOM-A4, SKA-A1, SKA-A2, SKA-A3, BIR-A1, BIR-A2, PRB-A1, TAW-T1, KLA-A1, KLA-A2, KRI-T1, KRI-A2, RZE-T1, RZE-T2, BGC-A1, STW-A1, STW-A2, MKR-A1, ZAM-A1, PEL-A1, OSC-A2, LUA-A3, RAD-A1, CHM-A1, TCN-T1, SIE-A1, WAN-A2, KAT-A2, HAL-A2, LAG-A1, KOP-A1, KOP-A2, MOS-A3, MOS-A4, WIE-A5). W przypadku transformatora KOM-A4 liczba ciągów 110 kV łączących ten transformator z innymi transformatorami NN/110 kV jest mniejsza i wynosi 12. Nawet odległa zmiana konfiguracji ciągów 110 kV może powodować zmianę przepływów mocy w transformatorze KOM-A3 i KOM-A4. Przy takim zdeterminowaniu przepływów mocy, zastąpienie transformatorów 160 MVA transformatorami 275 MVA wydaje się być lepszym rozwiązaniem technicznym, aniżeli pozostawienie starych transformatorów i instalowanie baterii kompensatorów na poziomie 110 kV. Ponadto bardziej racjonalne jest instalowanie baterii kondensatorów w stacjach GPZ po stronie średniego napięcia, gdyż prowadzi to do zmniejszenia przepływów mocy biernej

w promieniowych ciągach średniego napięcia i w konsekwencji do zmniejszania strat przesyłowych mocy czynnej w sieci dystrybucyjnej. Obecnie, instalowanie przez OSP baterii kondensatorów w węzłach 400, 220, 110 kV jest szybkim środkiem zaradczym wobec deficytu mocy biernej, który nie może być szybko zlikwidowany przez OSD. Jaka jest opinia Autorów w tej sprawie?

Autorzy podnoszą bardzo istotną kwestię podjęcia badań uzasadniających wartość dopuszczalnego tangensa mocy dla odbiorców na poziomie 0.4. Moim zdaniem, powinny to być badania powiązane z optymalizacją napięć i minimalizacją strat przesyłowych. Ich efektem mogą być różne wartości dopuszczalnego tangensa mocy w różnych obszarach KSE.

Wykaz referatów sesyjnych

- [1] Detkiewicz A., Rodo P., "Współpraca operatorów przesyłowych (OSP) regionu Europy Centralnej w zakresie wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych oraz eliminacji potencjalnych zagrożeń mogących zaistnieć w czasie realizacji planowanych międzysystemowych transakcji handlowych".
- [2] Skomudek W., "Rozwój elektroenergetycznych kompaktowych linii napowietrznych wysokich i najwyższych napięć".
- [3] Żmuda K., Kubek P., "Metody optymalnego zwiększania zdolności przesyłowej linii napowietrznych wysokiego i najwyższego napięcia".
- [4] Sokolik W., „Optymalizacja energetycznej efektywności przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej za pomocą niskostratnych przewodów o małym zwisie”.
- [5] Błajszczak G., Wasiluk-Hassa M., Malinowski M, Kaźmierkowski M.P., Jasiński M., "Przegląd współczesnych systemów przesyłu energii prądem stałym HVDC".
- [6] Juszcuk M., Kuczyński R., Miotke D., „Compliance Monitoring - procedura weryfikacji wypełniania zapisów ENTSO-E RGCE Operation Handbook”.
- [7] Lis R., Błajszczak G., „Indukcyjne algorytmy optymalizacji środków kompensacji mocy biernej w KSE”.
- [8] Kurbiel P., Gajewski B., „Problem nadmiernego obciążenia transformatorów NN/110 kV przesyłem mocy biernej w południowym obszarze KSE”.