

**REFERAT GENERALNY DO REFERATÓW PODSEKCJI IV.1:
ELEKTROWNIE WIATROWE****Zbigniew Lubośny**

Politechnika Gdańska

Sekcja IV.1 zawiera 11 referatów dotyczących bezpośrednio tematyki określonej jej tytułem. Kierunki działań naukowych autorów referatów związane są z bezpieczeństwem pracy systemu elektroenergetycznego oraz z większym wykorzystaniem energii z wiatru. W pierwszej grupie lokują się referaty prezentujące zagadnienia dotyczące: wskaźników niezawodności wytwarzania energii, stabilności systemu, optymalizacji pracy sieci oraz obliczeń zwarciovych a w drugiej grupie referaty dotyczące: optymalizacji sieci wewnętrznej farmy, przewymiarowywania mocy farm w stosunku do możliwości przyjęcia tej mocy przez system oraz sterowania generacją mocy eliminującego przeciążenia elementów sieci.

Referaty sekcji należy uznać za bardzo interesujące, a ich poziom za rosnący w stosunku do prezentowanych na poprzednich konferencjach.

Uwagi i komentarze do poszczególnych referatów są następujące:

4.1.1. Sylwester Robak, Désiré Dauphin Rasolomampionona, Grzegorz Tomasik, Paweł Chmurski: Aktualne możliwości rozwoju generacji rozproszonej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

W referacie autorzy przedstawiają stan obecny oraz prognozy rozwoju małych źródeł energii elektrycznej w KSE, tzw. generacji rozproszonej (GR). Równocześnie dyskutują na temat możliwości wykorzystania tych źródeł energii jako świadczących usługi systemowe. Według autorów wykorzystanie źródeł generacji rozproszonej w procesach regulacji pierwotnej i wtórnej wydaje się najbardziej prawdopodobne.

Wytwarzanie energii elektrycznej przez istotną część małych źródeł energii (stanowiących tzw. generację rozproszoną) przebiega obecnie w systemie dopłat, co jest realizowane przez certyfikaty pochodzenia energii. Nasuwa się pytanie: czy w okresie do roku 2030, tj. w okresie dla którego w referacie prezentowany jest rozwój GR, planuje się wycofanie dopłat do określonych technologii wytwarzania? Czy kryteria wycofywania dopłat, jeżeli są w Polsce rozważane, mają charakter czysto ekonomiczny, tzn. oparte są (lub mają być) wynikiem zrównania się kosztu wytwarzania energii danego typu źródeł z ceną energii (ewentualnie z kosztem wytwarzania energii) na rynku. Czy autorzy dysponują prognozą kosztów wytwarzania energii przez różne źródła energii w rozważanym w referacie okresie czasu?

4.1.2. Michał Bajor: Bezpieczna praca systemu o ograniczonych zdolnościach przesyłowych w sytuacji wysokiej generacji wiatrowej.

W referacie poruszono zagadnienie sterowania (co prawda nie wprost) mocą wprowadzaną do sieci elektroenergetycznej przez farmy wiatrowe, eliminującego przeciążenia elementów sieci. Od początku istnienia sieci elektroenergetycznych przyłączenia do sieci rozdzielczej realizowane są według zasady, która można określić jako: *przyłącz i zapomnij*. Należy rozumieć to następująco: do węzłów sieci elektroenergetycznej przyłączane są źródła energii i odbiory które bez względu na moc generowaną/pobieraną (nie przekraczającą ich mocy znamionowej) nie będą powodowały przeciążeń elementów sieci. W takim przypadku operator sieci nie jest zmuszony do obserwowania obciążenia poszczególnych gałęzi w trybie on-line, i w tym sensie może „zapomnieć” o ich istnieniu. Jest to stan wygodny dla operatora, nie generujący kosztów infrastruktury pomiarowej i sterującej. Rozwój elektroenergetyki, a tym elektroenergetyki małoskalowej, prowadzi do rozwoju systemów monitorowania pracy sieci. Tym samym, bez istotnego zwiększania kosztów możliwe jest (będzie) uzupełnienie systemów monitorowania o systemy sterowania. Aktywne sterownie źródłami będzie również wymagało wprowadzenia zmian w prawie dotyczącym odnawialnych źródeł energii w zakresie konieczność zakupu całej wyprodukowanej energii (niemożności ograniczania mocy takich źródeł).

Autor referatu przedstawia wyniki optymalizacji rozptywu mocy w pewnej sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV, nasyconej źródłami energii (nie jest tu istotne jakiego typu jest to źródło). Dla realizacji tego celu autor wykorzystuje algorytm genetyczny.

Z referatu nie wynika jaka funkcja celu podlega optymalizacji. Czy celem jest tu tylko minimalizacja, ewentualnie eliminacja, przeciążeń? Jeżeli tak to warto zastanowić się nad uzupełnieniem funkcji celu o składniki kosztowe, ewentualnie o składniki niezawodnościowe. Może się bowiem okazać, że z wymienionych (lub innych) względów, w wybranych węzłach lub w wybranym obszarze sieci, preferowana może być większa generacja mocy.

4.1.3. Bogdan Czarnecki: Wykorzystanie metody Monte Carlo dla modelowania wpływu generacji wiatrowej na pracę sieci elektroenergetycznej.

Autor w referacie przedstawia wyniki analizy pracy systemu elektroenergetycznego w zakresie obciążenia elementów sieci, w którym uwzględniono stochastyczną zmienność generacji przez elektrownie wiatrowe oraz planowane i nieplanowane wyłączenia elementów sieci.

Uzyskane wyniki należy uznać za interesujące. Zaproponowany algorytm obliczeniowy po jego weryfikacji z danymi z systemu rzeczywistego może okazać się interesującym narzędziem dla potrzeb planowania pracy i rozwoju systemu elektroenergetycznego.

Lektura referatu prowadzi do następujących pytań:

- Interesujące jest stwierdzenie autora „*Z punktu widzenia rozwoju systemu modernizacja sieci NN/WN dla potrzeb przyłączania generacji wiatrowej jest uzasadniona jedynie w przypadku, gdy koszt modernizacji sieci jest mniejszy od wartości energii którą można wyprowadzić z FW dzięki inwestycjom sieciowym*”. Uważam, że warto przedyskutować to stwierdzenie podczas prezentacji.
- Dłaczego średnia liczba wyłączonych linii, jak wynika z rys. 2, jest liczbą niecałkowitą. Jak to interpretować?
- Jaką liczbę wariantów obliczeniowych (stanów pracy sieci), i tym samym obliczeń rozptywu mocy, w prezentowanym modelu autor uznaje za statystycznie uzasadnioną, tj.

wystarczającą do wyciągania prawidłowych wniosków? Czy można podać związek pomiędzy liczbą elementów sieci (gałęzi, węzłów) a minimalną liczbą wariantów obliczeń?

4.1.4. Krzysztof Dobrzyński, Jacek Klucznik, Zbigniew Lubośny: Możliwości aplikacyjne metodyki szacowania maksymalnej generacji rozproszonej.

Autorzy przedstawili możliwości realizacji programów wspomaganie operatorów sieci w zakresie oceny możliwości przyłączenia źródła (lub źródeł) energii do węzła (lub węzłów) systemu elektroenergetycznego oraz w celu szacowania maksymalnej mocy jaką do danego węzła (lub węzłów) można wprowadzić (przyłączyć), bez przekraczania określonych warunków brzegowych, tj. ograniczeń technicznych.

Algorytmy realizujące powyższe zadania można realizować w dowolnym środowisku programistycznym. Wówczas jednak wymagana jest w nim implementacja procedur obliczania rozptyłów mocy, prądów zwarciovych i, ewentualnie, realizacji obliczeń dynamicznych.

Innym podejściem jest wykorzystanie istniejących (zawartych w programach komercyjnych) procedur rozptylowych, zwarciovych czy też symulacji stanów dynamicznych, które można uruchamiać z innego programu komputerowego. Jest to możliwe w przypadku programów PLANS (z odpowiednią modyfikacją), PSLF, PowerFactory, PSS/E, itp.

W chwili obecnej niektóre spółki energetyczne w KSE posiadają i wykorzystują programy tego typu. Dla niektórych programy takie są tworzone.

4.1.5. Michał Bajor, Robert Jankowski, Paweł Rodo: Wpływ farm wiatrowych na zapas stabilności napięciowej KSE.

W referacie przedstawiono rozważania dotyczące wpływu elektrowni wiatrowych (pracujących w trybie regulacji współczynnika mocy) na stabilność napięciową krajowego systemu elektroenergetycznego. Jako punkt odniesienia przyjęto stan pracy KSE w dniu 26 czerwca 2006 roku, tj. w dniu awarii napięciowej, w którym przyjęto generację wiatrową równą 813,6 MW. Wariant ten porównywano z wariantem rozwoju KSE z generacją wiatrową o mocy znamionowej równej 2257,6 MW, ulokowaną w Polsce północnej.

Wzrost stabilności napięciowej węzłów w systemie elektroenergetycznym w przypadku przyłączania do nich (ew. do węzłów sąsiednich) źródeł energii jest znany. Natomiast zmniejszanie się zapasu stabilności w przypadku dużego wzrostu generacji jest pewną nowością. Pokazany stan po części wynika z definicji zapasu, tj. wprowadzenia do mianownika zależności (1) mocy P_{\max} .

Zastanawia zastosowane pojęcie zapasu stabilności napięciowej dla obszaru? Dla węzła jest ono powszechnie stosowane i ma znaczenie praktyczne, związane – między innymi – z możliwością wystąpienia lawiny napięcia w danym węźle. Warto to wyjaśnić w czasie prezentacji.

Ponadto warto podać jak dociążano węzły. Czy dociążanie dotyczyło wszystkich czy wybranych węzłów we wskazanych obszarach KSE? Czy węzły dociążano proporcjonalnie do ich mocy początkowej czy krokowo, jednakową wartością mocy bez względu na wartość początkową.

Rozumiem, że poziomy napięć, przeciążenia elementów sieci, moc wymiany międzysystemowej nie były kontrolowane.

Gdzie ulokowany był węzeł bilansujący lub węzły bilansujące?

Czy pojęcie zapasu mocy biernej generatorów (elektrowni) odnosi się do różnicy pomiędzy mocą bierną maksymalną i aktualną (wynikającą ze stanu pracy sieci, a w tym napięcia zadanego generatora synchronicznego)? Jeżeli tak, to czy według autorów jest on (ten zapas mocy biernej) jedną z miar bezpieczeństwa systemu przy nieokreślonej wartości granicznej zapasu czy też może jego interpretacja może być bardziej złożona?

4.1.6. Tomasz Sikorski, Edward Ziaja, Bogusław Terlecki: Dynamiczne aspekty pracy farmy wiatrowej - pomiary i analizy.

W referacie przedstawiono zachowanie się farmy wiatrowej (Elektrowni Wiatrowej Kamieńsk) w czasie trwania i bezpośrednio po przemięnięciu zwarcia 1-fazowego w sieci WN. Zaprezentowane wyniki pomiaru prądów i napięć pochodzą ze strony wysokiego napięcia transformatora sieciowego farmy.

Z opisu zamieszczonego pod tabelą 2 wynika, że zwarcie 1-fazowe trwające 160 ms spowodowało wyłączenie farmy wiatrowej z pracy w sieci. Jej ponowne załączenie nastąpiło po upływie około 4 minut. Czy oznacza to, że wyłączyły się elektrownie wiatrowe w farmie? Zgodnie z wymogami zawartymi w IRiESD zwarcie to nie powinno spowodować wyłączenia farmy wiatrowej z pracy w sieci. Wynika to również z charakterystyki przetrwania (UVRT) elektrowni wiatrowych E 70 przedstawionych w referacie. Na rysunkach 5 i 6 widać niezerowe wartości prądów i mocy po przemięnięciu zwarcie. Czy jest to pobór mocy na potrzeby własne? Sugerowałby to znak mocy czynnej.

4.1.7. Piotr Kacejko, Piotr Miller: Analiza zwiarcia sieci elektroenergetycznej z uwzględnieniem farm wiatrowych traktowanych jako sterowane źródła prądowe.

W referacie przedstawiono algorytm obliczania prądów zwiarciovych uwzględniający zachowanie się elektrowni (farm) wiatrowych w czasie trwania zwarcia, tj. fakt ich przechodzenia, po czasie 20-40 ms od chwili gdy napięcie spadnie poniżej 80% napięcia znamionowego, w tryb wstrzykiwania składowej biernej prądu.

Referat należy uznać za kompletny, tj. prezentujący problem, analityczne rozwiązanie, algorytm oraz przykład obliczeniowy. Walorem nie do przecenienia jest jego aplikacyjność w programach zwiarciovych. Wyrazy uznania dla autorów.

4.1.8. Józef Paska, Tomasz Surma: Wielostanowe modele niezawodnościowe elektrowni wiatrowych.

W referacie przedstawiono modele niezawodnościowe elektrowni wiatrowych. Autorzy proponują dwa typy modeli: model wielostanowy z podziałem zakresu mocy oraz model wielostanowy z podziałem zakresu prędkości. Modele te pozwalają wyznaczyć wskaźniki niezawodności elektrowni, które mogą być wykorzystywane w obliczeniach wskaźników niezawodności wytwarzania energii w systemie elektroenergetycznym.

Autorzy referatu pokazali wpływ rosnącej wartości mocy zainstalowanej farm wiatrowych oraz wpływ wypierania źródeł klasycznych elektrowniami wiatrowymi na niezawodność wytwarzania energii.

Przedstawione przez autorów wyniki obliczeń potwierdzają konieczność utrzymywania istotnej rezerwy mocy w systemach z elektrowniami wiatrowymi. Wskazują na to malejące wartości tych wskaźników przy wzroście nasycenia systemu elektrowniami wiatrowymi. Jest to równocześnie element uwiarygadniający zaproponowane modele.

Lektura referatu prowadzi do następujących pytań i uwag:

- Jakie jest uzasadnienie przyjęcia ośmiu przedziałów mocy i czterech przedziałów prędkości wiatru w zaproponowanych modelach?
- Czy i w jaki sposób liczba przyjętych stanów (zakresów mocy lub prędkości wiatru) wpływa na wartości wskaźników niezawodnościowych?
- Przedstawione wyniki obliczeń są interesujące. Warto, osobom spoza kręgu specjalistów, wyjaśnić znaczenie wskaźników niezawodności występujących w tabelach.

4.1.9. Andrzej Kąkol, Bartosz Kędra, Michał Kosmecki: Badanie interakcji dużej farmy wiatrowej ze stacją przekształtnikową łącza prądu stałego z komutacją zewnętrzną.

Referat skupia się na wpływie generacji wiatrowej na pracę łącza prądu stałego. Tego typu konfiguracje sieciowe, tj. duża generacja wiatrowa przyłączona do węzłów bliskich węzłom przyłączenia linii prądu stałego będą w przyszłości występować w związku z planowanym rozwojem farm wiatrowych morskich. Poznanie potencjalnych interakcji pomiędzy układami regulacji farm i linii prądu stałego jest zatem istotne.

W referacie przedstawiono model matematyczny fragmentu systemu elektroenergetycznego z łączem prądu stałego i farmą wiatrową (farmami wiatrowymi) przyłączoną do jednego z węzłów AC tego łącza.

Jako wynik prowadzonych analiz autorzy przedstawili odpowiedzi systemu na wyłączenie linii WN przyłączonej do węzła przyłączenia farmy wiatrowej. Rozważano przy tym dwa kierunki przepływu mocy w linii prądu stałego.

Autorzy pokazują pewien wpływ układów regulacji farmy wiatrowej (a dokładnie układu regulacji elektrowni wiatrowej w zagregowanym modelu farmy) na odpowiedź systemu na symulowaną zmianę jego stanu pracy. Stwierdzenie autorów, że jest to wpływ negatywny wydaje się nie do końca uzasadnione. Wprowadzenie obiektu dynamicznego typu duże źródło energii elektrycznej do węzła systemu zawsze będzie skutkowało powstaniem pewnych oscylacji. Warto zatem aby w czasie prezentacji przedstawiono również inne przypadki stanów zakłóceń, a w tym prowadzące do diskutowanego przewrotu falownika (jeżeli takie otrzymano).

4.1.10. Andrzej Wędzik: Optymalizacja doboru kabli, łączących turbiny na obszarze farmy wiatrowej.

Referat przedstawia problem optymalizacji struktury sieci wewnętrznej farmy wiatrowej. Jest to problem, który w wielu ekspertyzach przyłączeniowych nie jest (nie był) rozważany, tj. struktura sieci farmy wiatrowej oraz przekroje kabli nie były przedmiotem optymalizacji.

Jak wynika z referatu, oraz jak wynika z intuicji inżynierskiej, odpowiedni dobór struktury sieci farmy wiatrowej oraz przekrojów kabli może przynieść inwestorowi wymierne korzyści.

Lektura artykułu prowadzi do następujących pytań:

- Autor przyjmuje 10-letni okres pracy obiektu, gdzie czas życia elektrowni wiatrowych jest równy 20 lat. Z czego wynika skrócenie czasu użytkowania obiektu?
- Jakie wartości mocy w poszczególnych odcinkach linii zostały przyjęte w obliczeniach? Korzystanie z wartości mocy średniej wynikającej z prognozy ilości energii jaką farma jest w stanie wyprodukować w ciągu roku może prowadzić do nieoptymalnych rozwiązań. Wydaje się, że w obliczeniach tego typu należałoby wykorzystać rozkład prędkości wiatru.

- Jakie jest uzasadnienie uwzględniania w funkcji celu „strat mocy biernej”? Składnik ten, dla niezerowej wartości energetycznego równoważnika mocy biernej, fałszuje wynik optymalizacji ponieważ wprowadza wartość nie mającą związku z ponoszonymi kosztami i oszczędnościami.
- Czy wniosek dotyczący maksymalnej liczby odcinków kabli o różnych przekrojach ma charakter ogólny czy autor wysnuł go z analizowanych przypadków. Jeżeli to drugie, to z ilu przypadków?

4.1.11. Olgierd Małyszko: Optymalna moc farm wiatrowych przyłączanych do systemu elektroenergetycznego.

Autor w artykule rozważa zagadnienie optymalizacji (maksymalizacji) mocy znamionowej farmy wiatrowej jaką można przyłączyć do węzła systemu elektroenergetycznego dla którego określona jest wartość dopuszczalna mocy jaką można do węzła wprowadzić. W krajowym systemie elektroenergetycznym wartość dopuszczalna mocy wynikająca z ograniczeń sieciowych jest często traktowana jako ograniczenie mocy znamionowej farmy wiatrowej. Zdarzają się już jednak sytuacje, w których rozważa się przyłączenie farmy wiatrowej o mocy większej niż dopuszczalna z założeniem nieprzekraczania tej drugiej. Zasadność takiego podejścia wskazywana jest już od kilku lat. Prowadzi to do lepszego wykorzystania terenu w którym lokowane są farmy wiatrowe. Autor swoimi obliczeniami potwierdza to twierdzenie.

Rachunek ekonomiczny (zależności 8 i 9) zaprezentowany w referacie jest skrajnie prosty, co jednak nie umniejsza wartości zawartego w referacie przesłania.

Nasuwa się tu pytanie o sposób definiowania kosztu budowy farmy wiatrowej K_B . Czy w koszcie tym uwzględnia się np. koszt sieci wewnętrznej farmy rosnący nieliniowo ze wzrostem liczby elektrowni w farmie?