

Rozmowa z dr inż. Edwardem Siwym z Instytutu Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej |

Stan polskich sieci **ELEKTROENERGETYCZNYCH**



Infrastruktura sieci elektroenergetycznych w Polsce jest dziś w dużym stopniu przestarzała. Jej możliwości przesyłowe nie pozwalają na rozwój nowych mocy energetycznych, natomiast zapotrzebowanie na energię rośnie i będzie się stale zwiększać. Proponuje Pan – zamiast kosztownej modernizacji sieci elektroenergetycznych – podniesienie możliwości obciążeniowych istniejących sieci, aby zaspokoić rosnący popyt i w dużej mierze prognozowaną podaż.

Można śmiało powiedzieć, że dzisiaj niemalże wszyscy operatorzy sieci znacznie bardziej wolą intensyfikować wykorzystanie swoich zdolności przesyłowych – czyli tego majątku, który posiadają – zamiast go rozwijać. Inwestowanie w sieć wiąże się z ryzykiem inwestycyjnym, a przede wszystkim z wysokimi kosztami. Dużym utrudnieniem są także liczne bariery formalnoprawne. Jest znanych wiele przykładów ciągnących się latami inwestycji.

Wobec tego potrzeba zwiększania zdolności linii przesyłowych jest oczywista. Większość funkcjonujących w Polsce linii jest obciążona w niedużym procencie. Istnieje natomiast wiele wąskich gardeł, istotnych z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego, na których występują przeciążenia i powodują ograniczenia zdolności przesyłowych. Problem ten dotyczy zarówno sieci przesyłowych, jak i sieci 110 kV.

Potrzeba zwiększania zdolności przesyłowych wynika także z rozwoju źródeł rozproszonych, a szczególnie energetyki wiatrowej. Planowanych w Polsce farm wiatrowych jest stosunkowo dużo, podstawowym ograniczeniem dla tych inwestycji są zdolności przesyłowe sieci elektroenergetycznej.

Rozwiązanie problemów systemu przesyłowego wymaga podejścia kompleksowego. Praktykowany dziś proces planowania sieci nie uwzględnia uwarunkowań lokalnych oraz współpracy ze źródłami rozproszonymi.

Brąłem niedawno udział w pracach dotyczących planowania rozwoju sieci w centrum dużego miasta i okazało się, że uwarunkowania lokalne są zupełnie różne od wszelkich teoretycznych wskaźników, jakie do tej pory się przyjmowało, a związanych np. z prognozowanym wzrostem obciążenia.

Energetyka lokalna wyznaczyła nowy kierunek planowania, w którym następuje zastąpienie planowania rozwoju realizowanego centralnie (podejście top-down) na planowanie oddolne (podejście bottom-up). Istnienie źródeł rozproszonych wymusza podejście w którym plany rozwoju sieci przesyłowej formułowane są na poziomie gminy i ujmowane w planach dotyczących rozwoju województwa, aż do szczebla planów centralnych. W ten sposób można w warunkach rynkowych osiągnąć zrównoważony rozwój regionu, przy uwzględnieniu lokalnych zasobów energii pierwotnej (w tym odnawialnej), popytu oraz możliwości rozwoju źródeł rozproszonych. Lokalne plany rozwojowe, uzupełnione o planowane przedsięwzięcia w źródłach systemowych i prognozy wymiany międzysystemowej, powinny być podstawą do monitorowania krajowego bilansu mocy i energii oraz miernikiem oddziaływania na środowisko. Na podstawie tych bilansów oraz systemowych analiz techniczno-ekonomicznych i ekologicznych powinien być tworzony zintegrowany program rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego. Najważniejszym aspektem takiego planowania jest dostosowanie go do lokalnych uwarunkowań.

Podejście lokalne wiąże się z tym, że uwarunkowania lokalnego rynku mogą odbiegać od ogólnych danych dotyczących całego kraju, tym bardziej, że dochodzą do tego źródła rozproszone. I to jeszcze bardziej dowodzi, że planowanie musi być skoncentrowane na rynkach lokalnych.

Nieodpowiednie rozmieszczenie źródeł rozproszonych, np. farm wiatrowych, może powodować obciążenia sieci generujące duże straty energii.

W jakim stopniu od operatora zależy lokalizacja takich źródeł i ich przyłączeń, a w jakim od inwestora?

To operator powinien wskazywać miejsca w sieci, w których lokalne źródła powinny być umiejscowione. Decyzja o takiej lokalizacji zależy od inwestora, ale operator może wysłać w stosunku do niego pewne bodźce – zarówno pozytywne, jak i negatywne – wskazujące, gdzie z pewnych powodów technicznych nie powinno być źródła, a gdzie będzie ono bardziej pożądane. Uczestniczę w wykonywaniu ekspertyz przyłączeniowych dla farm wiatrowych i widzę, że inwestorzy mogą być w tej materii elastyczni i starają się poszukiwać lokalizacji źródła tam, gdzie jest to najbardziej korzystne, chociaż czasami warunki terenowe i atmosferyczne to utrudniają.

Optymalna lokalizacja źródeł stanowi jeden aspekt tej sprawy. Duże znaczenie posiada również wielkość mocy tych źródeł.

Pewnych mocy nie powinniśmy przekraczać, ponieważ w pewnym momencie np. sieć średniego napięcia może zacząć pracować jako pewien lokalny rynek wytwórczy. To powoduje dynamiczne zwiększenie strat, ponieważ ta moc nie będzie przychodzić z systemu, tylko będzie do niego eksportowana. Z sieci średniego napięcia energia będzie wysyłana na wyższy poziom, co nie jest zgodne z prawidłowym przesyłem.

Innym problemem są lokalne zdolności przesyłowe systemu.

Wiele możliwości daje intensyfikacja wykorzystania sieci napowietrznych. Najprostszą możliwością zwiększenia przepustowości linii napowietrznej jest podwyższenie granicznej temperatury roboczej. Obciążalność linii elektroenergetycznej jest limitowana dopuszczalną temperaturą przewodu, która jest z kolei limitowana dopuszczalną odległością do ziemi, czyli zwisem tej linii. W starych liniach temperatura graniczna robocza była przyjmowana na poziomie

40 stopni, nowsze linie projektuje się na poziomie 60 lub 80 stopni. Powszechnie dziś stosowane przewody typu AFL mogłyby pracować przy temperaturze 80 stopni, ponieważ nie stanowi ona zagrożenia dla samego przewodu, natomiast powoduje to zbyt duży zwis, przez co może stanowić zagrożenie dla obiektów pod linią.

Wobec tego w jaki sposób można podwyższyć temperaturę graniczną roboczą sieci?

Można dokonać na przykład regulacji zwisu, jednak wszystko powinno zacząć się od audytu linii, od oceny jej rzeczywistej zdolności przesyłowej oraz warunków w jakich ona pracuje. Dobrą możliwością jest wdrożenie dynamicznej obciążalności termicznej linii napowietrznych. Wcześniej obciążalność określało się jako sezonową – letnią i zimową. Czyli 31 marca obciążalność dla linii 240 mm kwadratowych wynosiła 625A, a 1 kwietnia 325A.

Określenie obciążalności musi być uzależnione od temperatury otoczenia - staje się ona wówczas dynamiczna, zależna od warunków pogodowych. Każda temperatura poniżej 30 stopni (obciążalność dawniej przyjmowana za letnią) daje możliwości większej przepustowości linii. Dlatego trzeba mieć świadomość, że rzeczywista obciążalność linii zmienia się w bardzo szerokim zakresie. W określonych warunkach pogodowych może być kilkakrotnie większa od tej, którą my przyjmujemy za obciążalność nominalną.

Jakie inne działania można podjąć w celu intensyfikacji zdolności przesyłowych linii napowietrznych?

Kolejnym elementem potrzebnym do zwiększenia zdolności przesyłowych jest wprowadzenie monitoringu linii napowietrznych. Wymaga to zainstalowania określonych urządzeń, na podstawie pomiaru których bezpośrednio można określić bieżącą obciążalność linii, która w największym stopniu zależy od wiatru, jego kierunku i prędkości. Istnieje możliwość opracowania prostego

systemu komputerowego, który na bieżąco będzie wyznaczał obciążalność linii. Dodatkowo można wprowadzić tu system prognozowania, pozwalający przewidywać nieodległe w czasie zagrożenia dla pracy linii. Taki system opiera się na monitoringu warunków pogodowych, temperatury przewodów, naciągu przewodu oraz jego zwisu.

Co zatem z przestarzałymi technologicznie i fizycznie liniami napowietrznymi?

Wymiana przewodów w liniach napowietrznych z zastosowaniem przewodów wysokotemperaturowych, niskozwisowych to ostatni element intensyfikacji ich zdolności przesyłowych. Z punktu widzenia problemów formalnoprawnych ma to jedną dużą zaletę – nie rusza się konstrukcji wsporczych. Operacje wymiany przewodów można wykonywać w ramach remontu linii, a nie budowy. To zasadniczo skraca cały proces.

Żeby dokonać wymiany przewodów, należy najpierw spełnić kilka warunków. Podstawowym założeniem jest to, że po zmianie przewodów ich odległość do ziemi jest taka sama, jak przedtem albo mniejsza. Również obciążenia konstrukcji wsporczych nie mogą się zwiększyć. Jeżeli odległości do ziemi zostaną zachowane, to nie ma potrzeby wykonywania podwyższeń słupów. Jeżeli obciążenia konstrukcji nie zmieniają się, to nie ma potrzeby wykonania wzmocnień słupów. W tej sytuacji nie trzeba dokonywać zmian ani w słupach mocnych, ani w słupach przelotowych. Powinna zostać zachowana również średnica przewodu – jej zwiększenie spowoduje zwiększenie ciężaru i naporu wiatru, co wpływa na obciążenie konstrukcji wsporczych. Zmniejszenie średnicy również jest niedopuszczalne, co jest z kolei związane z wyładowaniami ulotowymi.

Wymieniać, ale na co?

Jest wiele nowych rozwiązań do zastosowania. Niektóre są stosowane w UE i na świecie. Pożądane własno-

ści nowych przewodów uzyskano dzięki zastosowaniu nowych materiałów. A te pożądane własności przewodów są dwie: po pierwsze musi być odporność na wysoką temperaturę. Są to tzw. przewody wysokotemperaturowe, które mogą osiągać nawet dwieście kilkadziesiąt stopni przy zachowaniu długotrwałego przepływu energii. W praktyce wysokotemperaturowymi nazywa się także te przewody, które pracują przy temperaturze przynajmniej 150 °C. Drugą pożądaną własność przewodów to niski zwis. Ich najbardziej istotnym parametrem jest rozszerzalność termiczna. Każdy materiał ma określony współczynnik rozszerzalności termicznej, która powoduje, że przewód pod wpływem wzrostu temperatury wydłuża się, co powoduje zwiększanie się jego zwisu. Wniosek jest prosty: temperatura przewodu nie może przekraczać określonego poziomu.

Na rynku dostępne są przewody jednorodne, gdzie materiał spełnia zarówno funkcje przewodnika, jak również elementu przenoszącego obciążenia mechaniczne, a także – co jest częściej stosowane – przewody dwumateriałowe, w których inny materiał jest wykorzystywany na oplot i inny na rdzeń. Oplot ma za zadanie przewodzenie prądu, a rdzeń ma za zadanie przenoszenie obciążeń mechanicznych. To oczywiście pewne uproszczenie, bo zwykle, w przypadku obciążeń mechanicznych, zarówno oplot i rdzeń je przenoszą.

Jakie materiały zastosowano w nowych przewodach?

Najbardziej popularny materiał wykorzystywany na oplot to stopy aluminium (AlMgSi). Do przewodów wysokotemperaturowych – co również możemy potraktować jako rozwiązanie standardowe – wprowadzono materiały ze stopu aluminium z cyrkonem, tzn. TAL, które pracują w temperaturze do 150 °C, ZTAL, które pracują w temperaturze do 210 °C oraz XTAL, które pracują w temperaturze do 230 °C.

Z kolei w przypadku materiałów na rdzeń jest dostępna większa gama

rozwiązań. Najnowsze rozwiązanie to przewody typu ACCC (Aluminium Conductor Composite Core) – rdzeń kompozytowy z włókien szklanych i węglowych, osadzonych w żywicy polimerowej. Kolejne to przewody ACCR (Aluminium Conductor Composite Reinforced), które mają rdzeń kompozytowy z mikrowłókien tlenkowych osadzonych w aluminium (Al-Al₂O₃) oraz przewody inwarowe (TACIR, ZTACIR i XTACIR) – zawierające rdzeń inwarowy (stop FeNi). Przewody GTACSR (Gap Type Aluminium Conductor Steel Reinforced) mają szczelinę pomiędzy rdzeniem stalowym, a segmentowymi drutami stopowymi TAL, wypełnioną smarem – dzięki czemu taki przewód praktycznie wisi tylko i wyłącznie na rdzeniu. Ma to taką zaletę, że współczynnik rozszerzalności termicznej stali jest kilkakrotnie mniejszy niż współczynnik rozszerzalności termicznej aluminium. Taki przewód też będzie miał charakter przewodu niskozwisowego – znacznie mniej będzie się wydłużał. Przewody typu ACSS (Aluminium Conductor Steel Supported) posiadają zwykły rdzeń stalowy oraz oplot z całkowicie wyżarzonego aluminium. Są to przewody budową zbliżone najbardziej do naszych tradycyjnych AFLi, mają rdzeń stalowy, oplot z aluminium (najczęściej ze stopu aluminium typu TAL), mają jedną cechę charakterystyczną – aluminium jest tu całkowicie wyżarzone, tzn. miękkie, czyli przewód ma tę własność, że siły mechaniczne przenosi przede wszystkim rdzeń.

Jak bardzo zwisy tych przewodów różnią się od zwisu tradycyjnych AFLi?

Zwis przewodu jest uzależniony od temperatury. Zwis tradycyjnego AFLa osiąga dla większości krajowych linii swoją wartość graniczną przy temperaturze 40 °C. Natomiast wszystkie pozostałe przewody tę wartość granicznego zwisu osiągają w znacznie wyższych temperaturach, co daje możliwość znacznie większego obciążenia takiego przewodu – najlepszy jest przewód typu ACCC, potem ACCR, następnie porów-



Fot. NE

nywalnie ACSS i przewody typu GAP. Te zależności kształtują się na wszystkich poziomach przekroju przewodu bardzo podobnie, zarówno dla sieci 110 kV jak i dla sieci przesyłowej.

Z technicznego punktu widzenia we wszystkich analizach wychodzi, że najlepszy jest ACCC, ponieważ posiada on rdzeń z tworzywa sztucznego i jego współczynnik rozszerzalności termicznej jest bardzo niewielki. Przyrost zwisu wraz z temperaturą jest stosunkowo mały. Ma on niestety również wady – jest wrażliwy na uszkodzenia, choćby z tego powodu, że jego rdzeń jest jednoelementowy. W przypadku uszkodzenia siły występujące w linii napowietrznej degradują własności mechaniczne przewodu i powodują jego zerwanie. Przewód ten został zastosowany w krajowym systemie elektroenergetycznym w linii 220 kV i trzy razy się zerwał. Podobne zdarzenia miały miejsce wcześniej w USA. W mojej ocenie ten przewód wymaga jeszcze dalszych badań i nie powinien być w najbliższym czasie stosowany w krajowych sieciach napowietrznych.

W takim razie które przewody nowego typu najlepiej stosować – z punk-

tu widzenia optymalizacji zdolności przesyłowych – przy modernizacji linii 110 kV?

Dla przewodu AFL-6, 185 mm kwadratowych, obciążalność standardowa przy temperaturze pracy 40 °C będzie wynosić 270A. Po wymianie na przewód typu ACSS można uzyskać 735A, po wymianie na przewód typu ACCR 820A. Z kolei po wymianie na ACCC można uzyskać 1070A. Dla tej samej średnicy przewodu, dla tego samego przekroju, dla tych samych zwisów, dla tych samych obciążeń mechanicznych, dostajemy 3, 4 razy większą obciążalność linii. To tak, jakbyśmy dobudowali jeszcze dwie linie. Nie musimy tutaj ruszać konstrukcji wsporczych. Często jednak okazuje się, że konstrukcje te także muszą zostać zmodernizowane ze względu na to, że są one stare.

Problem intensyfikacji zdolności przesyłowej bezpośrednio wiąże się z problemem integracji sieci ze źródłami rozproszonymi.

Wszystkie aspekty, o których mówiłem, nabrzmiewają, jeżeli połączymy je z problemem generacji w źródłach wiatrowych.

Obecnie w Polsce mamy uzgodniony zakres ekspertyz przyłączeniowych dla kilkudziesięciu tysięcy MW w całym kraju. Wielkość ta przekracza kilkakrotnie obciążenie szczytowe naszego kraju. Odbiega ona od sensownych ram. Mimo wszystko tyłu jest potencjalnych chętnych inwestorów.

Farmy wiatrowe, dla których uzgodniono warunki przyłączenia stanowią łącznie kilkanaście tysięcy MW. Przyjmuje się, że zdolność przesyłowa systemu elektroenergetycznego w Polsce i potrzeby wynikające z wymaganej energii wytwarzanej w źródłach odnawialnych pozwalają na przyłączenie około 10 000 MW w elektrowniach wiatrowych. Nasz system więcej nie przyjmie i więcej nie jest potrzebnych. Jednak moc obecnie zainstalowana w źródłach wiatrowych wynosi tylko około 500 MW.

U źródeł tej sytuacji stoi fakt, że mamy bardzo dużo teoretycznych elektrowni wiatrowych. Na tym rynku jest dużo inwestorów, którzy są tylko i wyłącznie teoretycznymi inwestorami. Rozwinął się bowiem taki rynek, że teoretyczny inwestor wykonuje projekt, robi ekspertyzy uzyskania warunków przyłączenia i próbuje sprzedać to komuś, kto naprawdę jest w stanie wybudować elektrownię wiatrową. Czyli większość z tych „megawatów” to nie są inwestorzy. I tak naprawdę to w dalszym ciągu nie wiemy, ilu z tych inwestorów czy pseudoinwestorów będzie rzeczywiście realizować inwestycje. Trwają obecnie przygotowania nowelizacji prawa w tym zakresie, i m.in. planuje się wprowadzenie kaucji, umożliwiającej blokowanie tych teoretycznych inwestorów.

Jakie ma to znaczenie dla rozwoju zdolności przesyłowych sieci energetycznej?

Na obszarach o dobrej wietrzności wszyscy chcą lokalizować swoje farmy wiatrowe. Dość często mają miejsce sytuacje, gdy do sieci lokalnej 110 kV chce zainstalować się kilku inwestorów i wybudować farmy wiatrowe. Każda z tych farm generuje kilkadziesiąt me-

gawatów. Na dodatek sieć o przekroju 120 mm kwadratowych na poziomie 110 kV jest stara. Po wykonaniu przykładowej ekspertyzy, przewidującej standardową letnią obciążalność przewodów okazuje się, że linie są przeciążone od stu dwudziestu kilku procent do 250%. Biorąc pod uwagę taki wynik, operator wydając klientowi warunki przyłączenia pisze, że musi on zmodernizować odcinki sieci, co będzie kosztowało np. 100 mln zł, natomiast opłata przyłączeniowa wyniesie 50 mln zł. Kolejne 50 mln zł teoretycznie zapłaci operator za modernizację tej sieci.

Gdyby jednak operator wdrożył dynamiczną obciążalność termiczną czy monitoring linii, okazałoby się, że nie ma potrzeby rozbudowywać sieci. Istnieją oczywiście warunki pogodowe, dla których konieczne byłoby wprowadzenie ograniczeń w produkcji w niektórych farmach wiatrowych. W temp. 30 °C farma 60 MW musiałaby pracować w 50% swojej mocy zainstalowanej. W temperaturze 20 °C elektrownia ta musiałaby pracować w 85% mocy. Jednak w rzeczywistości elektrownie wiatrowe rzadko pracują w 50% swoich mocy produkcyjnych. Roczny czas użytkowania mocy szczytowej dla farmy wiatrowej to przy dobrej wietrzności ok. 2500 godzin.

W takim razie prawdopodobieństwo wystąpienia zagrożenia nadmierne- go obciążenia linii jest niewielkie.

W warunkach przyłączenia można określić, że w pewnych sytuacjach zagrożenia systemu występuje konieczność ograniczenia mocy farmy. Inwestor biorąc pod uwagę fakt, że może dziać się to bardzo rzadko, powinien bez oporu wyrazić na to zgodę. Wówczas w ogóle nie trzeba rozbudowywać sieci.

Jeżeli zostałyby zainstalowany monitoring w liniach, to mogłoby się okazać, że prawdopodobieństwo wystąpienia potrzeby ograniczenia pracy farmy wiatrowej jest bliskie zeru. Wynika to m.in. z tego, że przy wietrze dobrze

są chłodzone przewody i w znacznym stopniu wzrasta rzeczywista obciążalność linii.

Przy wykonywaniu ekspertyz jest liczona generacja w farmach wiatrowych przy prędkości wiatru 15 m/s, a obciążalność przewodów jest wyznaczona przy prędkości wiatru pół metra na sekundę. Z pewnością istnieją takie warunki, kiedy linia jest oddalona od farmy i jest czymś osłonięta. Jednak z przeprowadzonych przeze mnie analiz wynika – przy założeniu najgorszych warunków, tj. wiatr wiejący równoległe do linii – że i tak ta obciążalność jest dużo większa niż obciążalność standardowa letnia.

Czy można postawić tezę, że czynnikiem ograniczającym dynamikę inwestycji w farmy wiatrowe jest wpiśnięcie w warunkach przyłączenia konieczności modernizacji linii?

W wydawanych warunkach przyłączenia, wszystkie linie są zwykle przez operatorów wpisywane do modernizacji. Z pewnością jest to czynnik ograniczający, zwalniający dynamikę tych inwestycji i trochę odstraszaający inwestorów, a szczególnie niestety tych inwestorów poważnych, którzy swoje zamierzenia opierają na rachunku ekonomicznym. Ale konsekwencją tego jest taka, że jeżeli zalecenia wydane w warunkach przyłączenia miałyby być realizowane, to ktoś musi za to zapłacić. Powiedzmy, że 50% zapłaci inwestor, ale 50% zapłacą odbiorcy końcowi, ponieważ koszty te zostaną wprowadzone do taryfy za energię elektryczną i za jej dystrybucję. Ktoś musi zapłacić za niepotrzebny rozwój sieci. Nie neguję potrzeby inwestycji w rozwój systemu elektroenergetycznego, ale potrzebne są inwestycje w te rzeczy, które naprawdę swoją funkcję spełnią, tj. układy zarządzania siecią czy systemy pomiarowania i transmisji danych także w wybrane linie. Natomiast nie w rozbudowę sieci, która tak naprawdę niczemu nie służy.

□