

Zygmunt MACIEJEWSKI¹

GENERACJA WIATROWA W KRAJOWYM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

W pracy przedstawiono wpływ generacji wiatrowej na pracę systemu elektroenergetycznego. Podano warunki przyłączenia elektrowni wiatrowych do systemu. Przedstawiono perspektywę rozwoju elektrowni wiatrowych w krajowym systemie elektroenergetycznym.

WIND GENERATION AT THE NATIONAL POWER SYSTEM

In the paper it is presented influence of the wind generation on work of the power system. They are given conditions to wire the wind power stations up the system. Far-reaching development of the wind power stations at the national power system is given.

1. WPROWADZENIE

W wielu częściach Polski występują dobre warunki dla elektrowni wiatrowych. W pasie nadmorskim i w północno – wschodniej części kraju warunki wiatrowe są bardzo dobre. Polska ma również korzystne warunki do budowy dużych przybrzeżnych farm wiatrowych. W Polsce w najbliższych latach dojdzie, z dużym prawdopodobieństwem, do dynamicznego rozwoju energetyki wiatrowej. Obecnie udział wytworzonej energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych w ogólnym bilansie elektroenergetycznym jest stosunkowo niewielki. W 2009 roku przy ogólnej produkcji energii elektrycznej wynoszącej 150,9 TWh udział energii pochodzącej z elektrowni wiatrowych wyniósł tylko 0,8 TWh.

Definicje [1]

- Siłownia wiatrowa (SW) jest to pojedyncza turbina wiatrowa z generatorem i transformatorem na napięcie średnie.
- Farma wiatrowa (FW) jest to zespół elektrowni wiatrowych tworzących wyodrębnioną całość organizacyjną (zabezpieczenia, sterowanie).
- Elektrownia wiatrowa (EW) jest to duża lub średnia farma wiatrowa, która posiada zdolność świadczenia usług regulacyjnych, która jest ograniczona przez specyfikę wiatru jako źródła energii.

¹ Dr hab. inż., prof. nadzwyczajny, Politechnika Radomska, Wydział Transportu i Elektrotechniki, 26-600 Radom; Malczewskiego 29; Tel.: + 48 22 810-20-31, E-mail: zygmun37@ neostrada.pl

- Generacja wiatrowa (GW) tym pojęciem określa się pojedynczą SW lub ogół SW znajdujących się na danym obszarze lub w całym systemie.

- Generacja rozproszona (GR) jest to generacja różnego typu nie dysponowana centralnie.

Najbardziej istotną cechą energii wiatrowej jest jej duża zmienność, zarówno w przestrzeni geograficznej jak i czasie. Zmienność geograficzna w połączeniu z uzależnieniem mocy wiatru od sześcienu jego prędkości powoduje, że potencjał energetyczny poszczególnych obszarów może być bardzo zróżnicowany. Ze względów ekonomicznych energetyka wiatrowa rozwija się na obszarach, na których energia wiatru jest największa. Nie zawsze są to obszary na których jest odpowiednio rozwinięta infrastruktura sieciowa umożliwiająca bezproblemowe przyłączenie elektrowni wiatrowych do sieci elektroenergetycznej. W Polsce wybrzeże Bałtyku i Suwalszczyzna mają najlepsze warunki wiatrowe, natomiast nie zawsze zadawalające warunki przyłączenia elektrowni wiatrowej do sieci elektroenergetycznej. Zmienność wiatru jest także uzależniona od wysokości. Średnia prędkość wiatru rośnie wraz z wysokością względem powierzchni ziemi. Na wyższych wysokościach wiatr ma coraz bardziej stały charakter o mniejszych turbulencjach powodowanych ukształtowaniem terenu. Natomiast wraz ze wzrostem wysokości względem poziomu morza zmniejsza się gęstość powietrza co powoduje mniejszą proporcjonalnie moc wiatru. Szorstkość terenu ma znaczny wpływ na lokalne warunki wiatrowe. Tereny zabudowane i zalesione mają dużą szorstkość, natomiast tereny trawiaste, pola uprawne, duże zbiorniki wodne mają małą szorstkość.

Zmienność wiatru w czasie dotyczy szerokiego zakresu, od sekund do lat. Wyróżnia się następujące rodzaje zmienności w czasie:

- Wieloletnia – związana prawdopodobnie z postępującymi zmianami klimatycznymi. Przypadkowa zmienność wiatru w tej skali czasu ma wpływ na planowanie pracy systemu elektroenergetycznego w odpowiednim horyzoncie czasowym.
- Roczna – w warunkach krajowych średnia siła wiatru jest mocno zróżnicowana w zależności od pory roku. Zmienność energii wiatru w tej skali czasu jest dość dobrze przewidywalna, co umożliwia dość dobrze prognozować wielkość energii, która zostanie wyprodukowana w ciągu roku. W kraju energia wiatru jest największa w miesiącach od listopada do marca, tzn. w okresie kiedy zapotrzebowanie na energię elektryczną jest największe.
- Synoptyczna – jest to zmienność kilkudniowa związana ze zjawiskami atmosferycznymi powodowana przesuwaniem się ośrodków wyżowych i niżowych. Zmienność ta jest przypadkowa i trudno przewidywalna.
- Dobowa – w wielu miejscach pomiary wiatru wykazują cykliczność w czasie jednej doby, która jest związana z lokalnymi powtarzającymi się zjawiskami termicznymi. W warunkach krajowych należy przypuszczać dość dobrego dopasowania zmian dobowych energii wiatru do zmian zapotrzebowania na energię elektryczną. Na ogół najmniejsza energia wiatru występuje w nocy, największa w środku dnia.
- Minutowa, sekundowa – wynikająca z turbulencji, podmuchów wiatru, frontów burzowych. Tego typu zmiany mają charakter przypadkowy, są nieprzewidywalne

i należy je traktować jako zakłócenia. Ograniczenie tego typu zakłóceń wiatru na pracę elektrowni wiatrowej mogą zapewnić odpowiednie układy regulacji.

Zmienność wiatru w skali miesięcy i lat jest istotna dla procesów planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego.

Zmienność wiatru w skali czasu synoptycznej, dobowej i minutowej ma wpływ na prowadzenie ruchu systemu. Bardziej istotna niż produkcja energii jest w tym przypadku moc GW. Należy także uwzględniać rozkład obszarowego rozkładu zmienności wiatru.

Zmienność wiatru w skali sekundowej od kilku do kilkudziesięciu sekund dotyczy pojedynczych elektrowni. Zjawiska powodujące zmienność sekundową wywołane podmuchami i turbulencją są słabo skorelowane w obrębie jednej farmy. Dlatego moc całej farmy wiatrowej wykazuje mniejsze względne zmiany mocy niż pojedyncza siłownia wiatrowa. Zmienność sekundowa wpływa na jakość energii elektrycznej.

Dla zmienności mocy GW w skali minut i sekund oprócz zmian prędkości wiatru istotna jest konstrukcja i sposób regulacji elektrowni wiatrowych. Nowoczesne konstrukcje elektrowni wiatrowych zapewniają, że szybkie, kilkusekundowe zmiany prędkości wiatru w małym stopniu wpływają na moc czynną oddawaną do sieci.

Charakterystyczne punkty pracy SW są następujące:

Punkt startu (cut-on) jest to prędkość wiatru począwszy od której śmigła zaczynają się obracać i na wale turbiny pojawia się moment mechaniczny. W zależności od konstrukcji turbiny punkt startu ma wartość od 3 m/sek do 5 m/sek.

Punkt wyłączenia (cut-off) jest to prędkość przy której następuje zatrzymanie turbiny ze względu na zagrożenie mechaniczne konstrukcji. Punkt wyłączenia turbiny zawiera się w przedziale od 23 m/sek do 27 m/sek.

Punkt prędkości znamionowej jest to prędkość wiatru przy której turbina osiąga swoją moc znamionową. Jest to prędkość zawarta w granicach od 13 m/sek do 16 m/sek.

Roczną efektywność SW określa współczynnik

$$k = \frac{E_R}{P_N \cdot 8760} \quad (1)$$

w którym:

k – współczynnik efektywności SW dla 1 roku,

E_R – roczna produkcja energii SW,

$P_N \cdot 8760$ – moc znamionowa SW pomnożona przez liczbę godzin w roku.

Roczną efektywność FW oblicza się w ten sam sposób sumując E_R i P_N poszczególnych EW. Jeżeli farma wiatrowa składa się z identycznych SW i rozkład prędkości wiatru jest wspólny dla wszystkich SW, to współczynnik efektywności k dla całej farmy będzie taki sam jak dla pojedynczej EW.

W bardzo dobrych lokalizacjach EW współczynnik k wynosi około 0,3 a instalacje off – shore mogą mieć współczynnik k niewiele mniejszy od 0,4. W typowych lokalizacjach współczynnik k wynosi 0,2. Dla porównania, elektrownie konwencjonalne mają współczynnik k zawarty w granicach od 0,6 do 0,7 w zależności od typu, czasu eksploatacji oraz wielu innych czynników.

Omówiony współczynnik efektywności GW ma ograniczoną przydatność w procesie planowania ze względu na znaczne różnice produkcji energii elektrycznej pochodzącej z wiatru między poszczególnymi porami roku.

Opracowywane są metody umożliwiające oszacować dla danej FW wielkość generacji konwencjonalnej, która może zastąpić FW przy zachowaniu tej samej niezawodności zasilania odbiorców. Oszacowanie to jest określone współczynnikiem ECR (Equivalent Capacity Ratio):

$$ECR = \frac{C_w}{C_k} \quad (2)$$

w którym:

C_w – przyrost zdolności zaspokajania szczytowego odbioru dzięki zainstalowaniu GW,

C_k – przyrost zdolności zaspokajania szczytowego odbioru dzięki generacji konwencjonalnej o tej samej mocy znamionowej co zastąpiona przez nią GW.

Współczynnik ECR równy 0,2 oznacza, że 1 MW mocy zainstalowanej w FW jest równoważny 0,2 MW mocy zainstalowanej w generacji konwencjonalnej. Znaczny wpływ na wielkość ECR ma wielkość systemu elektroenergetycznego oraz jego powiązanie z systemami sąsiednimi. Większy udział GW powoduje potrzebę zwiększenia rezerwy wirującej lub zapewnienie pokrycia deficytu mocy krótkotrwałym importem. W przypadku znacznego udziału GW w bilansie elektroenergetycznym kraju odpowiednia rezerwa wirująca ma wpływ na stabilizację pracy systemu elektroenergetycznego.

2. WPLYW GENERACJI WIATROWEJ NA PRACĘ SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Generacja wiatrowa jest generacją rozproszoną, jest zatem generacją nie dysponowaną centralnie. Duże farmy wiatrowe, gdzie są wprowadzane pewne elementy sterowania mocą, nie mają takiej dyspozycyjności jaką ma generacja konwencjonalna. Wpływ GR na planowanie i prowadzenie ruchu systemu elektroenergetycznego (systemu przesyłowego i systemów rozdzielczych) zależy od wielkości udziału tej generacji w bilansie elektroenergetycznym kraju. Po osiągnięciu pewnego nasycenia systemu elektroenergetycznego generacją rozproszoną wzrasta element niepewności, który musi być brany pod uwagę przez operatora systemu przesyłowego. Niepewność ta dotyczy wielkości GR jak i właściwości tej generacji, które są istotne dla prowadzenia ruchu systemu elektroenergetycznego. Raport CIGRE „*Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System*” (1998) [2] wymienia następujące problemy, które mogą wystąpić w systemie elektroenergetycznym z dużym udziałem GR.

Planowanie rozwoju systemu przesyłowego

Duże GR mogą być przyłączane bezpośrednio do systemu przesyłowego i zmieniać jego topologię. GR może być przyłączana do tych elementów sieci, które są koordynowane przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP). GR nie jest w stanie dostarczyć usług

systemowych (regulacja mocy) w takim zakresie jak generacja konwencjonalna. W przypadku znacznego udziału GR, system przesyłowy powinien być dobrze rozwinięty w celu umożliwienia korzystania z usług systemowych dostępnych w konwencjonalnych elektrowniach systemowych jak i w systemach sąsiednich.

Ryzyko i konsekwencje utraty dużej ilości GR

Przyczyną utraty (wyłączenia) dużej ilości GR mogą być przeciążenia elementów systemu przesyłowego i rozdzielczego wynikające z niedoinwestowania sieci jak i zwarcia. W północnej i w północno – wschodniej części kraju, gdzie warunki wiatrowe są bardzo dobre dla rozwoju EW, sieci przesyłowe i rozdzielcze są słabo rozbudowane (niedoinwestowane). Dla zapewnienia stabilizacji pracy krajowego systemu elektroenergetycznego niezbędne jest zapewnienie niezbędnych środków finansowych dla rozbudowy i modernizacji istniejących sieci ale także odpowiednich regulacji prawnych umożliwiających szybką ich rozbudowę. Częstotliwościowe zabezpieczenia odciążające mogą zamiast odciążenia systemu spowodować jeszcze większe zmniejszenie generacji mocy w systemie wskutek utraty dużej GR. Problem ten jest niezmiernie ważny i powinien być szczegółowo zbadany oraz uwzględniony w systemie zabezpieczeń sieci przesyłowych i rozdzielczych.

Regulacja napięcia i mocy biernej

W przypadku, gdy duża część zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym jest pokrywana przez GR na poziomie średniego napięcia, wówczas obniżenie generacji systemowych, szczególnie w stanach niskich zapotrzebowania na moc, może spowodować sytuację, w której napięcia w sieci będą powyżej dopuszczalnego poziomu. W krajowym systemie elektroenergetycznym, zgodnie z Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, maksymalne dopuszczalne trwałe napięcia są następujące:

- w sieci 400 kV jest to napięcie 420 kV,
- w sieci 220 kV jest to napięcie 245 kV,
- w sieci 110 kV jest to napięcie 123 kV.

W przypadku, gdy takiej sytuacji nie będzie można opanować przy pomocy regulacji przekładni transformatorów i autotransformatorów, będzie konieczne wyłączenie niektórych linii przesyłowych dla ograniczenia generacji mocy biernej pojemnościowej lub instalowanie dławików oraz specjalnych układów energoelektronicznych typu FACTS, np. STATCOM. Wyłączenie linii przesyłowych jest rozwiązaniem najprostszym, jednak bardzo niebezpiecznym dla zachowania stabilności pracy systemu elektroenergetycznego jako całości. Przy wystąpieniu w takich przypadkach zakłócenia, np. zwarcia, które jest zjawiskiem losowym, może dojść do utraty stabilności pracy systemu i do znacznych ograniczeń w dostawie energii elektrycznej do odbiorców.

Moc zwarciova systemu elektroenergetycznego

W stanach niskiego obciążenia i przejęcia znacznej części zapotrzebowania na moc przez GR, poziom mocy zwarciovej w systemie przesyłowym może znacznie się obniżyć. Może to powodować problemy w działaniu zabezpieczeń zwarciowych oraz mieć wpływ na obniżenie poziomu stabilności pracy systemu elektroenergetycznego.

Restytucja systemu elektroenergetycznego

Programy restytucji pracy systemu elektroenergetycznego powinny uwzględniać lokalizację GR na terenie na którym ma być przywrócone napięcie. W tym przypadku

należy przewidywać możliwość zablokowania startu większych jednostek GR, co wymaga stworzenie odpowiedniej struktury telekomunikacyjnych i układów sterowania.

Planowanie bilansu systemu elektroenergetycznego i rozwoju generacji

Rozwój GR zależy od uwarunkowań politycznych i rynkowych. Z tego powodu jest trudny do przewidzenia w dłuższym horyzoncie czasowym. GR ma w pewnym stopniu charakter stochastyczny i dlatego efektywność GR jest mniejsza niż efektywność generacji konwencjonalnej. Oznacza to, że dana wielkość GR nie zastępuje w pełni tej samej ilości generacji konwencjonalnej. W przypadku dużego udziału GR w bilansie elektroenergetycznym kraju konieczne będzie prowadzenie prognozowania tej generacji podobnie jak dla generacji elektrowni konwencjonalnych.

Stochastyczny charakter GR determinuje wymienione właściwości pracy systemu elektroenergetycznego. W przypadku krajowego systemu elektroenergetycznego nie należy się spodziewać zmiany wielkości mocy zaangażowanej w regulacji pierwotnej, jednak duży udział GR będzie miał wpływ na wielkość mocy niezbędnej dla regulacji minutowej i godzinowej. Optymalny rozdział obciążeń, dla generacji systemowych, oprócz dotychczasowych ograniczeń, np. wynikających z możliwości przesyłowych sieci, będzie musiał uwzględniać również ograniczenia powodowane przez GR. Ograniczenia wywołane przez GR ze swojej natury mają charakter stochastycznych, może to będzie wymagać probabilistycznego podejścia do ekonomicznego rozdziału obciążeń. W przypadku rozwoju GR do wielkości przekraczającej możliwości regulacyjne systemu, należy wówczas wprowadzić handel mocą.

Dodatkowe problemy, które GR może powodować w systemie rozdzielczym:

- niektóre typy GR mają niekorzystny wpływ na jakość energii elektrycznej,
- wpływ na statyczne (powolne) zmiany napięć i zwiększenie przez to zagrożenia utraty stabilności napięciowej,
- przeciążenia elementów sieci rozdzielczej (linie, transformatory),
- konieczność uwzględnienia GR w systemie zabezpieczeń sieci rozdzielczej oraz koordynacja zabezpieczeń sieci rozdzielczej z układem zabezpieczeń danej GR.

Generacja wiatrowa posiada ponadto szereg specyficznych cech, które utrudniają jej integrację z systemem elektroenergetycznym. Są to:

- Duża, trudna do przewidzenia zmienność generacji mocy w różnej skali czasu, znacznie większa niż dla innych źródeł GR. Ma to wpływ na prowadzenie ruchu pracy systemu elektroenergetycznego (planowanie generacji).
- Koncentracja generacji wiatrowej na terenach, które mają najlepsze warunki wiatrowe. Jeżeli tereny te mają dogodne warunki dla lokalizacji FW, to GW może osiągnąć duże wielkości rzędu tysięcy MW. W Polsce sytuacja taka wystąpi prawdopodobnie na Pomorzu.
- Dynamiczny rozwój FW, coraz częstsze przypadki przyłączenia dużych mocy FW bezpośrednio do sieci przesyłowej.
- Duża różnorodność rozwiązań technicznych SW i FW - zróżnicowane oddziaływanie na system elektroenergetyczny.

- Większy niż dla innych typów GR negatywny wpływ na jakość energii elektrycznej wynikający z cech wiatru jako źródła energii elektrycznej jak również stosowanych rozwiązań technicznych SW.
GW w zasadzie pracuje w trybie „must-run” co oznacza, że każda FW pracuje z mocą na jaką pozwalają warunki wiatrowe niezależnie od wielkości zapotrzebowania mocy w systemie elektroenergetycznym. Taka sytuacja wynika z:
 - przyjętej polityki dotyczącej maksymalnej produkcji energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych.
 - większej liczby małej wielkości FW przyłączonych przede wszystkim do sieci średniego napięcia,
 - braku technicznych możliwości regulacji mocy turbin wiatrowych.
- Obecnie są wprowadzane rozwiązania techniczne umożliwiające regulację mocy w średnich i dużych FW. Należy również zwrócić uwagę na fakt, że na problemy integracji GW z systemem elektroenergetycznym mają bardzo silny wpływ czynniki pozatechniczne. Są to czynniki polityczne popierające rozwój GR, a w szczególności GW.

3. ELEKTROENERGETYKA WIATROWA W POLSCE

Warunki wiatrowe w Polsce, bilans elektroenergetyczny oraz decyzje polityczne i prawne uzasadniają potrzebę szybkiego rozwoju energetyki wiatrowej. Należy spodziewać się, że moc zainstalowana elektrowni wiatrowych w 2020 roku osiągnie poziom około 6000 MW. Oprócz czynników sprzyjających rozwojowi energetyki wiatrowej, występują również czynniki hamujące jej rozwój. Należą do nich przede wszystkim problemy z niedostatecznym rozwojem sieci elektroenergetycznych. Dotyczy to zarówno sieci przesyłowych najwyższych napięć 400 i 220 kV, sieci wysokich napięć 110 kV oraz sieci średnich napięć 15 kV. Niedorozwój sieci elektroenergetycznych może mieć w najbliższych latach znaczący wpływ na ograniczenie rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce.

Rozwój generacji wiatrowej w Polsce będzie się odbywać na terenach o najbardziej korzystnych warunkach wiatrowych. Do tych terenów należy przybrzeżny pas Pomorza Zachodniego i Środkowego. Przewidywana jest budowa farm typu „off-shore”. Budowa GW będzie odbywać się w obszarze tzw. szyny północnej (linii przesyłowej 400 kV w relacji Żarnowiec – Słupsk – Dunowo – Dolna Odra). Do dobrych obszarów przewidzianych do budowy GW należy również Suwalszczyzna. Bardzo słaba sieć przesyłowa i rozdzielcza w północno – wschodniej Polsce stanowi znaczne ograniczenie dla rozwoju GW w tym rejonie. Farmy wiatrowe lokalizowane będą także na obszarach, które mają korzystne warunki wiatrowe. Prawdopodobnie ze względu na bliskość systemu niemieckiego, rozwój EW będzie miał miejsce w zachodniej Polsce. Miejsca budowy EW będą determinowały odpowiednią rozbudowę elektroenergetycznej sieci przesyłowej i rozdzielczej.

W Polsce, prawdopodobnie w najbliższych latach (2010 – 2020), generację wiatrową będą stanowić przede wszystkim średnie i duże FW wyposażone w nowoczesne układy sterowania.

4. ZAGROŻENIA SPOWODOWANE GENERACJĄ WIATROWĄ DLA STABILNEJ PRACY SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Wielkość wpływu GR, a w szczególności GW na stabilność pracy krajowego systemu elektroenergetycznego zależy od wielu czynników. Zależy ona od:

- wielkości systemu, struktury generacji mocy, stanu sieci przesyłowej i rozdzielczej, połączeń z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi,
- od wewnętrznego i międzysystemowego rynku energii i mocy,
- od wielkości, struktury i rozkładu GR, w tym GW

Wymienione problemy można podzielić na problemy o charakterze lokalnym i globalnym. Problemy lokalne i związane z nimi zagrożenia mogą wystąpić w krajowym systemie elektroenergetycznym prawdopodobnie wcześniej niż problemy globalne. Wynika to z nierównomiernego rozwoju GR, w tym GW. Problemy i zagrożenia lokalne związane z GR, a w szczególności z GW mogą być spowodowane:

- ryzykiem znacznej utraty GR na danym terenie,
- niekorzystnym wpływem GR na regulację napięcia i mocy biernej w systemie,
- utrudnieniami w prowadzeniu ruchu systemu ze względu na dużą zmienność generacji mocy,
- zachowaniem stabilności dynamicznej systemu,
- wpływem GR na restytucję i odciążenie systemu,
- wpływem GR na pracę sieci rozdzielczej: przeciążenia linii i transformatorów, spadki napięcia, prawidłową pracę zabezpieczeń,
- jakością energii dostarczanych odbiorcom.

Przyczyny niekorzystnego wpływu na regulację napięcia i mocy biernej w systemie przy dużym nasyceniu GW na danym terenie są następujące:

- GW w systemach rozdzielczych zastępuje generację w elektrowniach konwencjonalnych przyłączonych do sieci wysokiego napięcia, czyli powoduje odstawianie generatorów (jest to bardziej ekonomiczne niż utrzymywanie w ruchu jednostek pracujących z zaniżoną mocą). Mniejsza liczba generatorów w elektrowniach systemowych spowoduje zmniejszenie zakresu generacji i poboru mocy biernej przez te elektrownie.
- GR a w szczególności GW na ogół pracuje przy współczynniku mocy zbliżonym do jedności i ma ograniczone możliwości regulacji napięcia w węzłach sieci rozdzielczej do której jest przyłączona.

W związku z powyższym mogą zaistnieć następujące sytuacje:

- Duża GR na danym terenie powoduje znaczne zmniejszenie dostawy mocy do tego terenu liniami przesyłowymi najwyższych napięć, których pojemności generują dużo mocy biernej. W rezultacie następuje wzrost napięcia, którego opanowanie jest dodatkowo utrudnione przez zmniejszony zakres poboru mocy w elektrowniach z powodu odstawienia części generatorów.
- Duża GR na danym terenie powoduje odstawienie części generatorów w elektrowni systemowej odległej od tego terenu i zmniejszenie możliwości generacji

mocy biernej w tej elektrowni. Wówczas mogą wystąpić na terenie bliskim elektrowni problemy z niskimi poziomami napięć.

5. SPOSOBY PRZYŁĄCZANIA FARM WIATROWYCH DO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Farmy wiatrowe mogą być przyłączane do sieci średniego napięcia 15 kV, do sieci wysokiego napięcia 110 kV i do sieci przesyłowej najwyższych napięć 220 i 400 kV. Wspólny Punkt Przyłączenia (WPP) jest punktem sieci elektroenergetycznej, który jest wspólny dla FW i innych odbiorców. WPP jest punktem w którym jest badany wpływ FW na jakość energii elektrycznej.

Podstawowym kryterium wyboru napięcia przyłączenia FW jest stosunek mocy zwarciowej w WPP do mocy znamionowej farmy. Stosunek ten powinien być możliwie jak największy. Moc zwarciowa w WPP powinna przynajmniej być kilkakrotnie większa od mocy znamionowej farmy. Na wybór napięcia i miejsca przyłączenia FW może wpływać jej lokalizacja względem sieci elektroenergetycznej, koszt przyłączenia, wymagania operatora systemu oraz wiele innych czynników.

Farmy wiatrowe przyłączane do sieci średniego napięcia mogą być przyłączane do własnych pól w istniejącym Głównym Punkcie Zasilającym (GPZ) i wtedy WPP jest po stronie niskiego napięcia GPZ albo mogą wcinąć się do linii lub kabli średniego napięcia zasilających odbiorców i wówczas WPP jest w miejscu wcięcia. Napięcie farmy ma wartość napięcia sieci, dlatego rozdzielnia farmy nie ma transformatora.

Farmy wiatrowe przyłączone do sieci rozdzielczej 110 kV mają własne stacje 110 kV/NF (NF – wysokie napięcie transformatora SW). Napięciem farmy jest wysokie napięcie transformatora SW. WPP znajduje się po stronie 110 kV stacji.

Farmy wiatrowe przyłączone do sieci przesyłowej mają własne stacje z transformatorem NN/NPF (NPF – napięcie przesyłu farmy). WPP znajduje się po stronie NN transformatora stacji.

Typowa farma wiatrowa pracuje w trybie „must-run”, tzn. generuje dużą moc gdy jest silny wiatr, natomiast generuje małą moc lub nie generuje mocy gdy wiatr jest słaby. Generacja FW nie jest skorelowana z zapotrzebowaniem na moc systemu elektroenergetycznego, nie ma regulacji mocy. Jeżeli ze względów systemowych farma nie może pracować z pełną mocą, to wówczas konieczne jest wyłączenie całej farmy lub jej części niezależnie od siły wiatru. Farma nie ma na ogół możliwości regulacji napięcia i mocy jako regulacyjnej usługi systemowej. Dlatego ich praca odbywa się na ogół ze współczynnikiem mocy równym 1 (znamionowa moc pozorna jest taka sama jak znamionowa moc czynna). Uzyskuje się wówczas minimalizację strat i kosztów technicznego wyposażenia farmy. Zabezpieczenia FW i poszczególnych SW mają na celu przede wszystkim ochronę farmy, dlatego nawet przy stosunkowo niedużych spadkach napięcia następuje wyłączenie SW.

Wyszczególnione wyżej uwagi odnoszą się do małych i średnich farm wiatrowych przyłączanych do sieci średnich napięć lub sieci rozdzielczej. Sytuacja ulega zmianie w przypadku instalacji dużych lub bardzo dużych farm wiatrowych o dużej koncentracji GW na pewnym terenie. W krajowym systemie elektroenergetycznym dotyczyć to będzie prawdopodobnie obszaru Pomorza Zachodniego. W tym przypadku niemożliwe będzie

traktowanie wszystkich GW jako farmy wiatrowe, niektóre z nich powinny mieć cechy elektrowni wiatrowej. Do tych cech należy zaliczyć:

- możliwość zdalnego sterowania i regulacji mocy czynnej (ograniczanie wytwarzanej mocy, ograniczenie przyrostów mocy, stabilizacja wytwarzanej mocy tzn. nie nadążania za zmieniającą się prędkością wiatru),
- regulacji napięcia i mocy biernej w punkcie przyłączenia farmy do systemu elektroenergetycznego,
- zachowania stabilności w przypadku bliskich zwarć w systemie.

Wymienione cechy mają nowoczesne rozwiązania SW.

Dla zachowania stabilnej pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, budowane i przyłączane do niego SW powinny spełniać wymienione wyżej wymagania stawiane elektrowniom wiatrowym.

Dodatkowe środki do zachowania stabilności pracy systemu

W miejscu przyłączenia do sieci SW musi być spełniony warunek określony wielkością stosunku mocy zwarciowej w WPP do mocy znamionowej farmy. Stosunek ten powinien być możliwie jak największy. Moc zwarciowa w WPP powinna przynajmniej być kilkakrotnie większa od mocy znamionowej farmy. Spełnienie tego warunku wymaga w wielu przypadkach znacznej rozbudowy sieci elektroenergetycznej w miejscu przyłączenia SW.

Do innych rozwiązań, które ułatwiają integrację FW z systemem elektroenergetyczny jest zainstalowanie przy farmie urządzenia typu FACTS, np. STATCOM [3, 4], a także zastosowanie połączenia FW z systemem za pośrednictwem łącza prądu stałego. W ten sposób uzyskuje się skuteczne odizolowanie dynamiki farmy od dynamiki systemu elektroenergetycznego.

Dla zachowania stabilności pracy systemu korzystne jest również równomierne rozłożenie generacji wiatrowej na obszarze całego systemu elektroenergetycznego. Warunek ten jest na ogół bardzo trudny do spełnienia, gdyż o miejscu budowy SW decydują przede wszystkim warunki wietrzne. Uzyskanie równomiernego rozłożenia generacji wiatrowej w krajowym systemie elektroenergetycznym jest praktycznie niemożliwe. Wynika to z bardzo prawdopodobnego scenariusza rozwoju generacji wiatrowej w Polsce – duża koncentracja na północy kraju GW składających się z dużych i średnich FW, w większości przyłączonych blisko systemu przesyłowego. Stanowić to może dodatkowe trudności dla OSP wprowadzeniu ruchu.

6. UWAGI KOŃCOWE

W przypadku planowania inwestycji polegających na budowie turbin wiatrowych, inwestor musi starannie wziąć pod uwagę problemy i bariery związane z przyłączeniem ich do sieci elektroenergetycznej Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD). Inwestor decyzję o rozpoczęciu budowy FW powinien podjąć po uzyskaniu lokalizacji, warunków budowy oraz warunków przyłączenia FW do sieci elektroenergetycznej.

Budowa turbin wiatrowych przeznaczonych do współpracy z siecią elektroenergetyczną ma zarówno zalety jak i wady. Zalety to stabilizacja pracy źródła i opłacalny, dzięki „zielonym certyfikatom”, odbiór wyprodukowanej energii elektrycznej. Wady to uzależnienie pracy źródła od stanu sieci i konieczność, czasem kosztowna i kłopotliwa,

spełnienia przez infrastrukturę elektrowni szeregu wymagań związanych z tą współpracą. W wielu przypadkach praca generatora OZE może negatywnie oddziaływać na jakość energii odbieranej z sieci przez innych odbiorców. W szczególności praca wiatraków może generować szereg zakłóceń (wahania napięcia, zapady napięcia, efekt migotania światła). Oddziaływania te są tym bardziej dokuczliwe im bardziej sieć w miejscu przyłączenia źródła jest miękka (ma dużą impedancję wewnętrzną – duży opór wewnętrzny). W elektroenergetyce mówi się o wartości mocy zwarciowej – tym większej im mniejsza jest ta impedancja. Nieskończona wartość mocy zwarciowej oznacza zerową impedancję wewnętrzną i brak podatności na jakiegokolwiek zakłócenia. W rzeczywistości wartość mocy zwarciowej jest skończona. Orientacyjnym kryterium właściwych relacji pomiędzy mocą OZE (w postaci generatora indukcyjnego) a mocą zwarciową jest relacja 1:20 (moc OZE nie mniejsza niż 1/20 mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia).

Innym zagrożeniem jakim mogą być farmy wiatrowe dla pracy sieci elektroenergetycznej SN to przede wszystkim przekroczenie dopuszczalnych poziomów napięć w przypadku pracy turbin. Może to mieć miejsce w sytuacji wysokich poziomów nastaw na szynach w rozdzielni, dzięki którym w najbardziej odległych punktach sieci (często kilkadziesiąt km od rozdzielni) praca turbiny wiatrowej gwarantuje właściwą transformację napięcia i uzyskanie poziomów napięć zgodnych z Rozporządzeniem Systemowym. Natomiast obniżenie poziomu nastaw napięcia dopuszczalnego w rozdzielni, w przypadku braku generacji energii przez turbiny wiatrowe, może doprowadzić do znacznego obniżenia napięcia w ciągach liniowych, a tym samym w konsekwencji niedotrzymanie standardów jakościowych w sieci zasilającej odbiorców. Jest to główny powód, dla którego Operatorzy Dystrybucyjni nie zezwalają na zmiany nastaw napięcia w rozdzielni w związku z przyłączeniem turbin wiatrowych do swojej sieci i nakazują wykazanie przez inwestora, że przyłączenie elektrowni wiatrowej nie spowoduje konieczności zmian w nastawach poziomów napięć na szynach rozdzielni.

W związku z przyłączeniem turbin wiatrowych do sieci elektroenergetycznej wydawałoby się bardzo rozsądnym, aby warunki przyłączenia wydawane przez OSD nie były dyktatem operatora sieci, lecz wynikiem kompromisu uwzględniającego obiektywne uwarunkowania techniczne. Niestety, sieci szczególnie średnich napięć, w wielu rejonach kraju korzystnych ze względu na istniejące możliwości wykorzystania energii wiatru, nie pozwalają z powodu ograniczonej przepustowości linii na przesłanie takich mocy, jakie są możliwe do wytworzenia przez siłownie wiatrowe. Wówczas, jeśli np. okaże się, że wymagania operatora są trudne do spełnienia przez inwestora, a warunki lokalnego obciążenia są korzystne, wydaje się również uzasadnione rozważenie pracy turbiny wiatrowej w układzie wydzielonym (budowa własnej linii służącej dostarczeniu energii bezpośrednio do rozdzielni OSD). W przypadku sieci SN, ze względu na stan techniczny linii, bardzo ograniczone możliwości przepustowe, niewystarczające zagęszczenie linii i ilości możliwej do odebrania energii (szczególnie na obszarach wiejskich, gdzie obciążenie stacji WN/SN nierzadko waha się w granicach 5 – 8 MW), siłownie wiatrowe o mocy rzędu 1-2 MW przyłączone do sieci SN, mogą nie być wykorzystywane w sposób optymalny. W przypadku poważnych inwestorów zainteresowanych inwestycjami w energetykę ze źródeł odnawialnych na terenie Polski, wydawałoby się posunięciem dużo bardziej racjonalnym i w długookresowej perspektywie ekonomicznie uzasadnionym budowa farm wiatrowych przyłączanych do sieci WN 110 kV (nawet uwzględniając potrzebę rozbudowy linii), które w obszarach szczególnie poza dużymi ośrodkami

miejskimi, posiadają znacznie większe możliwości dla odbioru i przesyłu energii niż linie SN 15 kV.

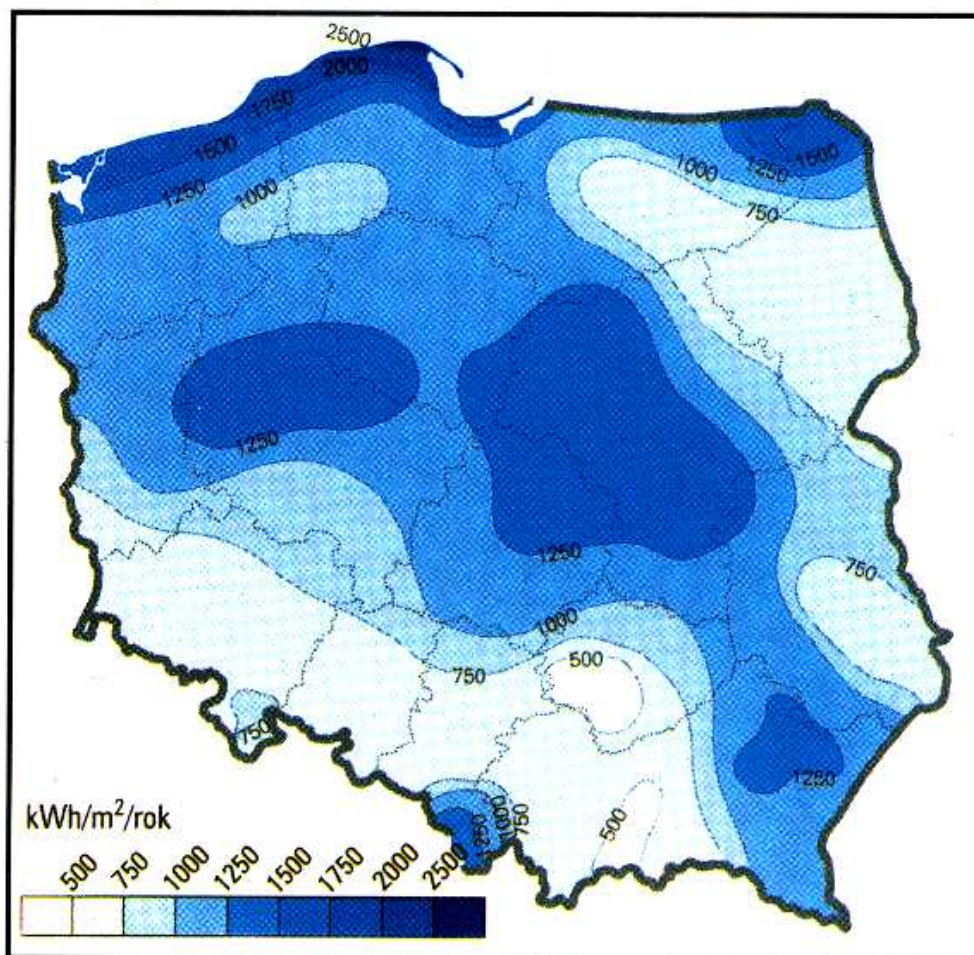
W obecnych realiach inwestycje w sieci są nie tylko kosztowne, ale i trudne z powodu występujących wielu barier prawnych. Czynnikiem blokującym rozwój inwestycji sieciowych jest przede wszystkim długotrwały proces związany z pozyskiwaniem terenów pod budowę nowych inwestycji infrastrukturalnych. Pomocna w tym zakresie byłaby niewątpliwie specjalna ustawa, której celem byłoby przyspieszenie inwestycji dotyczących budowy nowych sieci energetycznych, ponieważ obecny stan prawny jest ewidentną barierą dla rozwoju energetyki odnawialnej, a przygotowane przez Ministerstwo Gospodarki założenia długofalowej polityki energetycznej Polski niewiele dają, bo nie zawierają projektów konkretnych rozwiązań, a jedynie sugestie, które dopiero w wyniku prac legislacyjnych mogą być zweryfikowane. Niezbędne wydaje się opracowanie przez Rząd sektorowej polityki energetycznej dla odnawialnych źródeł.

Na rysunku 1 jest przedstawiona energia wiatru występująca na terenie Polski, na rysunku 2 schemat krajowego systemu elektroenergetycznego.

7. BIBLIOGRAFIA

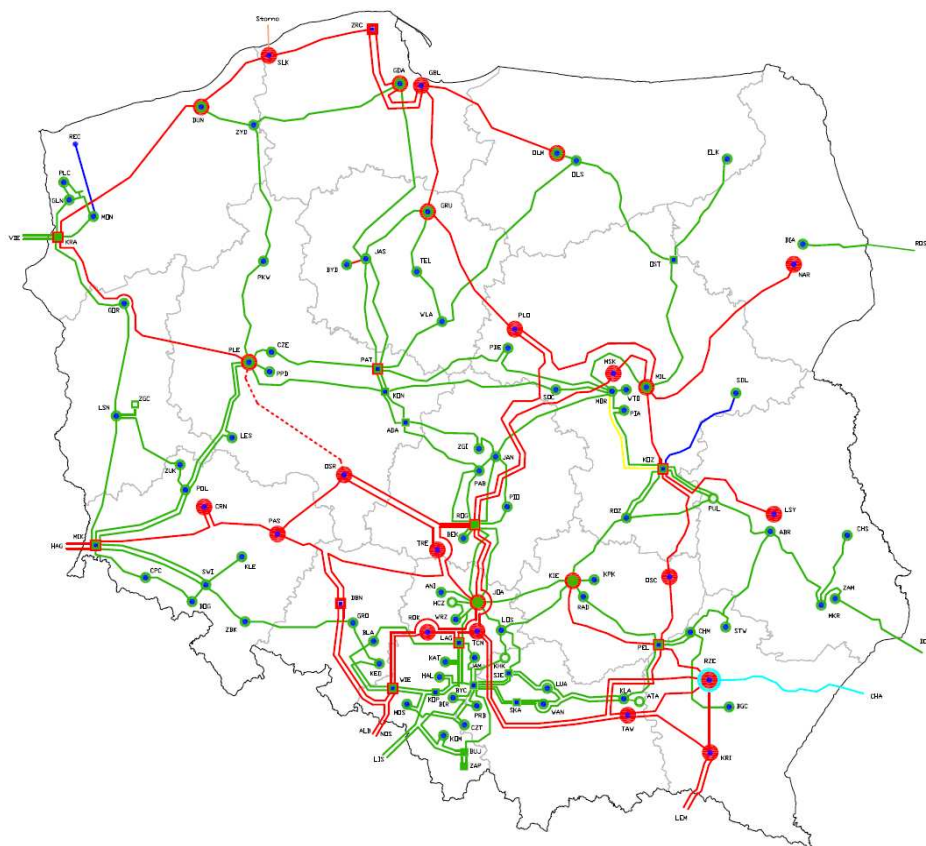
- [1] Praca zespołowa Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk: *Zakres wymaganych analiz dla przyłączenia farm wiatrowych do sieci elektroenergetycznej*, 2001.
- [2] Maciejewski Z. i inni: Raport CIGRE „*Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System*”, Paryż, 1998.
- [3] Maciejewski Z., Malewski R.: *Sterowanie przepływem mocy w sieci przesyłowej*. Elektroenergetyka, PSE S.A., nr 3, 19
- [4] [4] Maciejewski Z., Kozyra J.: *Charakterystyka mocy układów przesyłowych z przyłączonymi układami FACTS*, Prace Naukowe Politechniki Radomskiej, Elektryka, nr 1, 2004.

Energia wiatru



Halina Lorenc, Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej.
Opracowanie 2001, Warszawa.

Rys. 1. Rozkład energii wiatru na terenie Polski



Rys. 2. Stacje i linie przesyłowe krajowego systemu elektroenergetycznego 750 kV, 400 kV i 220 kV