

Józef PASKA¹⁾, Tomasz SURMA²⁾

¹⁾Politechnika Warszawska, ²⁾CEZ Polska

ELEKTROWNIE WIATROWE ŹRÓDŁEM ENERGII ELEKTRYCZNEJ, CZY RÓWNIEŻ MOCY?

W ostatnim czasie obserwuje się dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w systemach elektroenergetycznych. Według Europejskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej w lutym 2015 r. moc zainstalowana na elektrowni wiatrowych w systemach elektroenergetycznych krajów Unii Europejskiej wynosiła 128,8 GW, w tym ok. 8 GW to moc elektrowni wiatrowych zlokalizowanych na obszarach morskich. Roczny przyrost mocy zainstalowanej tych źródeł w UE wzrósł z 3,2 GW w roku 2000 do 11,8 GW w roku 2014 [4]. W Polsce także nastąpił znaczny wzrost mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych, z 65 MW w roku 2004 do ok. 4000 MW obecnie. Wiele prognoz wskazuje, że energetyka wiatrowa będzie mieć istotny wkład w realizację celów polityki energetycznej do roku 2020 oraz w latach kolejnych [10].

Ten gwałtowny rozwój energetyki wiatrowej w wielu krajach budzi szczególną uwagę ze względu na kwestie niezawodności systemów elektroenergetycznych, w tym pokrywania zapotrzebowania na energię elektryczną oraz moc przez elektrownie wiatrowe. Cechą charakterystyczną elektrowni wiatrowych jest zmienność dostępności energii pierwotnej w czasie a w konsekwencji zmienność zdolności wytwórczej i, w efekcie, wytwarzanej mocy (energii). Zmienność ta obejmuje, zarówno okresy braku, jak i okresy różnych wartości prędkości wiatru i ma charakter losowy. Cecha ta ma istotny wpływ na niezawodność elektrowni wiatrowych, rozumianą jako zdolność do generowania wymaganej mocy. W tym znaczeniu niezawodność elektrowni wiatrowych różni się znacząco od niezawodności elektrowni konwencjonalnych. Jednocześnie ta specyfika elektrowni wiatrowych znacząco wpływa na niezawodność systemu elektroenergetycznego [6, 7, 11].

Obserwując gwałtowny rozwój energetyki wiatrowej, coraz więcej uwagi poświęca się analizom wpływu elektrowni wiatrowych na system elektroenergetyczny, w tym ocenie zdolności zastępowania konwencjonalnych, ciepłych jednostek wytwórczych, przez elektrownie wiatrowe, przy utrzymaniu takiego samego poziomu niezawodności dostaw energii elektrycznej. Jednym ze sposobów oceny tego wpływu jest badanie wielkości tzw. mocy gwarantowanej elektrowni wiatrowych. Ocena tego wskaźnika jest istotna dla producentów energii, inwestorów, operatorów systemów (przesyłowego i dystrybucyjnego),

a także podczas planowania rozwoju energetyki odnawialnej, w tym wiatrowej i rozwoju systemu elektroenergetycznego. Taka ocena wymaga oszacowania wystarczalności systemu elektroenergetycznego – rozumianej jako zdolność do pokrywania zapotrzebowania na moc i energię – bez elektrowni wiatrowych oraz z uwzględnieniem mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych, przy ustalonych wskaźnikach niezawodności i charakterystyce zapotrzebowania systemu na moc i energię.

Jak wskazują badania prowadzone w systemach elektroenergetycznych o dużym udziale elektrowni wiatrowych moc gwarantowana tych źródeł zmienia się w zależności od ich lokalizacji, co jest związane z dostępnością energii pierwotnej, a także specyfiką systemu elektroenergetycznego – rodzajem i parametrami poszczególnych elementów tego systemu oraz ich rozmieszczeniem. Obecność w systemie źródeł wytwórczych o tzw. elastycznej charakterystyce pracy, jak np. elektrowni szczytowo-pompowych, czy źródeł wykorzystujących paliwa gazowe, jako źródeł rezerwowych, może łagodzić zmienny charakter pracy elektrowni wiatrowych. Taka kompozycja systemu może pozwolić na obniżenie zdolności wytwórczej jednostek cieplnych, przy zachowaniu poziomu niezawodności systemu i jednoczesnym, zwiększającym się udziale elektrowni wiatrowych.

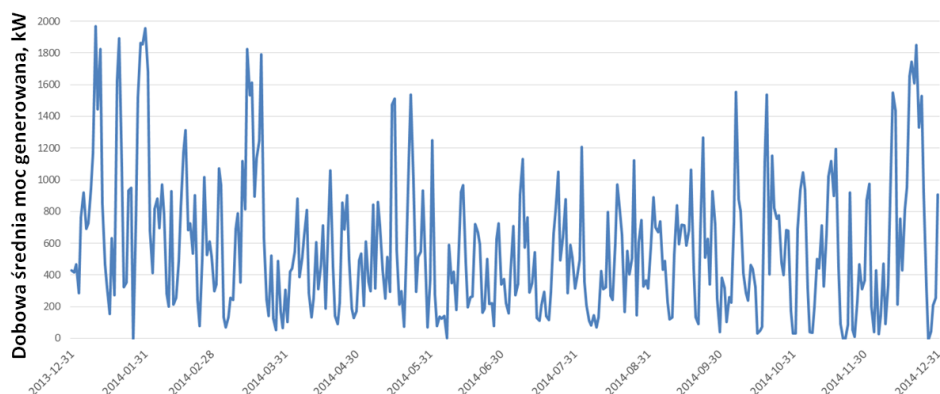
W artykule przedstawiono wybrane aspekty mocy gwarantowanej elektrowni wiatrowych, metodykę określania tej mocy, a także czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w systemie elektroenergetycznym.

1. Moc generowana przez elektrownie wiatrowe i czas wykorzystania mocy zainstalowanej

Jak wiadomo produkcja energii w turbozespołach wiatrowych zależy głównie od prędkości wiatru na terenie, na którym jest zlokalizowana elektrownia wiatrowa. Ocena potencjału energetycznego wiatru jest jednym z pierwszych, niezbędnych kroków w realizacji inwestycji elektrowni wiatrowych. Wiatr jest bardzo zmiennym, dynamicznym elementem klimatu, zarówno w ujęciu przestrzennym, jak i czasowym. Zależy od charakteru makroskalowej cyrkulacji atmosfery nad danym regionem oraz od warunków fizjograficznych w skali lokalnej. Szczególnie silnej modyfikacji ulega w obszarach o urozmaiconej rzeźbie terenu. Decydujący wpływ na prędkość wiatru ma wysokość i forma terenu oraz szorstkość podłoża i przeszkody terenowe. Do wykorzystania energii wiatru szczególnie predestynowane są wierzchołki wzniesień, przełęcze o osi równoległej i grzbiety o osi prostopadłej do przeważającego kierunku wiatru. Dobór turbozespołów wiatrowych do warunków meteorologicznych występujących w danej lokalizacji jest istotny dla dostępności i czasu wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowej.

Zdolność wytwórcza i moc generowana przez elektrownię wiatrową nie jest stabilna. Zmianom może ulegać także napięcie na szynach elektrowni wiatrowej. Jest to spowodowane głównie zmianami prędkości wiatru, opływającego łopaty wirnika, czego skutkiem jest zmiana momentu mechanicznego wirnika turbiny. Wahania mogą wystąpić przy gwałtownych podmuchach wiatru. Prędkość wiatru może się także nierównomiernie rozłożyć w obszarze wirnika – większe prędkości wiatru występują wtedy w górnej części wirnika. Obniżenie momentu mechanicznego może wstąpić też w momencie przejścia łopaty przed wieżą (*shadow effect*).

Na rysunku 1 przedstawiono zmienność mocy generowanej w roku 2014, przykładowego turbozespołu wiatrowego o mocy 2 MW, zlokalizowanego w północno-zachodniej Polsce.



Rys. 1. Średniodobowa moc generowana turbozespołu wiatrowego

Można wyróżnić krótko i długookresową zmienność mocy generowanej przez elektrownie wiatrowe, przy czym z punktu widzenia rezerw mocy w systemie elektroenergetycznym ważna jest zmienność krótkookresowa, obejmująca:

- Zmienność sekundową – wynikającą ze zmienności czynnika napędowego (turbulencje) i specyficznych właściwości silników wiatrowych. Zmienność sekundowa ma niewielkie znaczenie i nie stanowi zasadniczego problemu dla prowadzenia ruchu systemu.
- Zmienność minutową – czyli zmiany mocy generowanej przez elektrownie wiatrowe, zachodzące w czasie od 10 minut do godziny. Zmienność minutowa jest istotna dla prowadzenia ruchu SEE. Dla pojedynczej farmy wiatrowej zmiany minutowe mogą wynieść nawet 100% jej mocy znamionowej (np. przy wyłączeniu z powodu nadmiernej prędkości wiatru). Przy większej liczbie farm zlokalizowanych na stosunkowo rozległym obszarze zmienność minutowa jest znacznie mniejsza.

- Zmienność godzinową – spowodowaną zmianą warunków atmosferycznych (ruchem ośrodków wyżowych i niżowych). Zmienność ta jest istotna dla planowania pracy SEE. Jest ona większa niż zmienność minutowa.

Wskazana wyżej zmienność mocy generowanej przez elektrownie wiatrowe wpływa na konieczność utrzymywania w systemie elektroenergetycznym dodatkowych (w stosunku do stanu bez generacji wiatrowej) operacyjnych rezerw mocy.

Czas wykorzystania mocy zainstalowanej jest miernikiem służącym do oceny stopnia wykorzystania zdolności wytwórczej elektrowni. Czas wykorzystania mocy zainstalowanej jest obliczany jako iloraz produkcji energii elektrycznej w danym przedziale czasowym oraz maksymalnych zdolności produkcyjnych jednostki wytwórczej w tym samym przedziale czasowym. Jest zatem wyznaczany na podstawie rzeczywistej produkcji energii elektrycznej w rozpatrywanym okresie oraz mocy zainstalowanej jednostki wytwórczej:

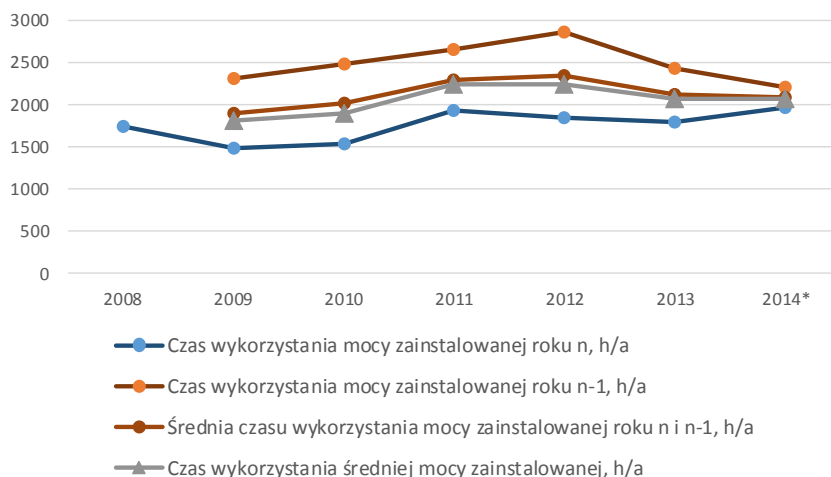
Równie często zamiast czasu wykorzystania mocy zainstalowanej można spotkać wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej – nazywany także *capacity factor*, *CF* – który uwzględnia wykorzystanie mocy zainstalowanej elektrowni w stosunku do potencjału wytwórczego tej jednostki w rozpatrywanym okresie czasu.

Czas wykorzystania mocy zainstalowanej zmienia się w zależności od rodzaju zastosowanej technologii, wykorzystywanego paliwa (nośnika energii pierwotnej) oraz roli elektrowni w systemie elektroenergetycznym (podstawowa, podszczytowa, szczytowa). Lepszym parametrem opisującym zdolność wytwórczą elektrowni jest wskaźnik dyspozycyjności. W przypadku klasycznych elektrowni ciepłych ich dyspozycyjność jest dość duża. Na ogół takie jednostki wytwórcze mogą pracować stabilnie przez większą część roku a ich wskaźnik dyspozycyjności przekracza 90%. Na dodatek, dyspozycyjność konwencjonalnego bloku energetycznego oznacza możliwość wykorzystania przez operatora systemu dowolnej mocy z zakresu od minimum technicznego do mocy osiągalnej jednostki (zwykle bliskiej mocy zainstalowanej). Odmienne natomiast ta dyspozycyjność jest oferowana przez elektrownie wiatrowe.

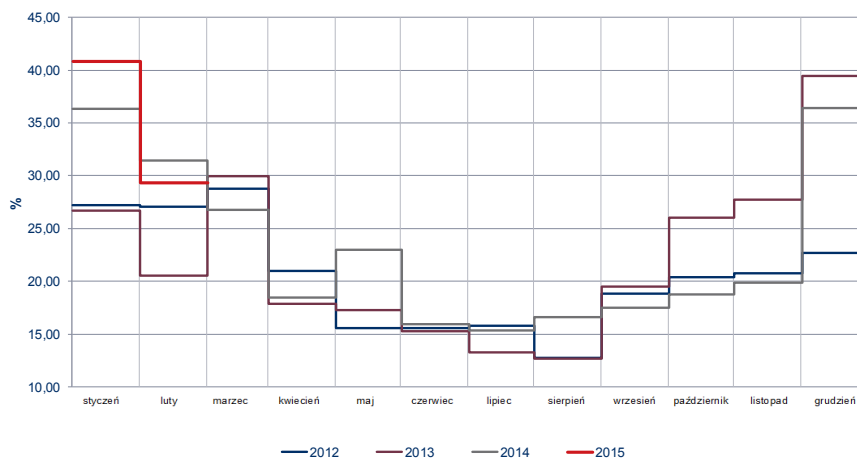
Jak pokazują doświadczenia krajów, w których energetyka wiatrowa ma znaczący udział w mocy zainstalowanej systemu elektroenergetycznego elektrownie wiatrowe charakteryzują się niskim rocznym czasem wykorzystania mocy zainstalowanej [2-3]. Przeciętny roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych jest różny dla różnych lokalizacji i różnych krajów. Wartości zawierają się, dla elektrowni na lądzie, w przedziale od 1700 do 3000 h/rok (średnia dla Hiszpanii to 2342, Danii – 2300, Wielkiej Brytanii – 2600).

Wskaźnika wykorzystania mocy zainstalowanej nie należy mylić ze wskaźnikiem dyspozycyjności jednostek wytwórczych, mocą gwarantowaną czy sprawnością wytwarzania.

Na rysunku 2 przedstawiono roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej natomiast na rysunku 3 – miesięczny wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w polskim systemie elektroenergetycznym.



Rys. 2. Czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w polskim systemie elektroenergetycznym



Rys. 3. Wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w polskim systemie elektroenergetycznym

Biorąc pod uwagę czas realizacji budowy elektrowni wiatrowych, które są oddawane do użytkowania w ciągu roku, a których moc jest kumulowana do całkowitej mocy zainstalowanej tych źródeł w danym roku, przyjmowanie sumarycznej mocy zainstalowanej na koniec roku n oraz całkowitej energii

elektrycznej wytworzonej w roku n do obliczeń czasu rocznego wykorzystania mocy zainstalowanej wpływa na zaniżenie jego wartości. Jednostki wytwórcze, które rozpoczynają produkcję w ciągu roku kalendarzowego jedynie częściowo przyczyniają się do wzrostu ilości energii elektrycznej w badanym okresie.

Dla porównania na rysunku 2 przedstawiono czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w polskim systemie elektroenergetycznym przyjmując do obliczeń moc zainstalowaną na koniec roku n , roku $n - 1$, średnią z dwóch powyższych wartości oraz wyznaczony z wykorzystaniem średniej mocy zainstalowanej z lat n i $n - 1$.

Dla elektrowni wiatrowej, której średniodobową moc generowaną przedstawiono na rysunku 1, wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej w roku 2014 wyniósł 0,287, a średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej - 2514 h/a.

2. Zdolność elektrowni wiatrowych do pokrywania obciążenia

Wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej jest modelowane przez wielostanową jednostkę wytwórczą, charakteryzowaną przez funkcję gęstości prawdopodobieństwa mocy (zdolności wytwórczej) turbozespołu wiatrowego, uzyskaną na podstawie gęstości prawdopodobieństwa prędkości wiatru oraz „krzywej mocy” turbozespołu [6-7, 11].

Wszystkie zaburzenia w pracy elektrowni wiatrowych mogą mieć wpływ na niezawodność systemu elektroenergetycznego. Niezawodność systemu elektroenergetycznego to pojęcie ogólne, obejmujące wszystkie miary zdolności systemu, zwykle wyrażane jako wskaźniki liczbowe, do dostarczania do wszystkich punktów zapotrzebowania energii elektrycznej o parametrach w granicach przyjętych standardów oraz w żądanych ilościach. A zatem, jest to poziom funkcjonowania elementów i systemu jako całości, skutkujący dostarczaniem do odbiorców (klientów) energii elektrycznej w wymaganej ilości i o parametrach mieszczących się w granicach ustalonych standardów [9].

Niezawodność może być mierzona przez częstość, czas trwania i poziom niekorzystnych zjawisk. Niezawodność systemu elektroenergetycznego, obejmującego urządzenia wytwórcze i przesyłowe, powinna uwzględniać dwa podstawowe aspekty funkcjonalne systemu: wystarczalność oraz niezawodnością operacyjną, czasami (dawniej) nazywaną bezpieczeństwem.

Przez wystarczalność rozumie się zdolność systemu do pokrywania zagregowanego zapotrzebowania na moc i energię wszystkich odbiorców przez cały rozpatrywany okres, przy uwzględnieniu planowych i nieplanowych odstawień elementów systemu; a przez niezawodność operacyjną zdolność systemu do funkcjonowania (w tym zachowania integralności) i realizacji swych funkcji pomimo występowania nagłych zakłóceń, jak np. zwarcia lub nagłe, awaryjne odstawienia elementów systemu. Wystarczalność określa zatem

zdolność systemu do pokrycia zapotrzebowania w stanach ustalonych, bezpieczeństwo zaś – do przetrwania stanów przejściowych.

Często w pracach studialnych dotyczących integracji energetyki wiatrowej w systemie elektroenergetycznym autorzy próbują szukać odpowiedzi na pytanie, w jakim stopniu moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych przyczynia się do gwarantowania pokrycia maksymalnego zapotrzebowania na energię elektryczną [1, 5, 8, 12]. Bardzo często ta gwarantowana moc jest nazywana „capacity credit” i jest kluczowym parametrem dla oceny dyspozycyjności elektrowni wiatrowych. Parametr ten wskazuje, w konkretnym systemie elektroenergetycznym, jaka część mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych może być uznana za moc dyspozycyjną do pokrycia zapotrzebowania szczytowego.

Z powodu zmienności wiatru moc gwarantowana elektrowni wiatrowych jest zdecydowanie mniejsza od poziomu tego parametru dla innych technologii wytwarzania energii elektrycznej.

Istnieje wiele definicji i podejść do wyznaczania zdolności elektrowni wiatrowych do pokrywania obciążenia. Moc gwarantowana elektrowni wiatrowych może być szacowana jako [1, 5, 8, 12]:

- efektywna zdolność elektrowni wiatrowych do pokrywania obciążenia (ang. *effective load carrying capability* – ELCC),
- ekwiwalentna moc zainstalowana (ciągła zdolność wytwórcza) (ang. *equivalent firm capacity*),
- ekwiwalentna moc konwencjonalna (ang. *equivalent conventional capacity*).

Podstawowa z metod szacowania mocy gwarantowanej – metoda efektywnej zdolności do pokrywania obciążenia – opiera się na ocenie niezawodności systemu elektroenergetycznego (zwykle ograniczonego do podsystemu wytwórczego) z wykorzystaniem jednego ze wskaźników, np. wskaźnika LOLE (oczekiwany czas niepokrycia zapotrzebowania). Wykorzystanie metodyki probabilistycznej pozwala na porównanie wskaźników LOLE dla istniejącego systemu elektroenergetycznego bez mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych (LOLE) oraz systemu z mocą zainstalowaną elektrowni wiatrowych (LOLE’). Porównuje się efektywną zdolność do pokrywania obciążenia (*effective load-carrying capability*, ELCC) systemu elektroenergetycznego, przy takim samym poziomie niezawodności systemu.

LOLE (*Loss of Load Expectation*) – oczekiwany sumaryczny czas trwania deficytów mocy w rozpatrywanym okresie – jest to wskaźnik najpowszechniej obecnie stosowany przy planowaniu przyszłych mocy wytwórczych. LOLE był historycznie definiowany jako średnia (oczekiwana) liczba dni, w których obciążenie szczytowe przewyższy zdolność wytwórczą (moc dyspozycyjną). Obecnie jest on określany jako oczekiwana liczba godzin niepokrycia zapotrzebowania. Wskaźnik LOLE podaje zatem oczekiwaną liczbę dni (lub godzin), w których może pojawić się deficyt mocy i niepokrycie

zapotrzebowania, ma więc interpretację fizyczną w odróżnieniu od LOLP (prawdopodobieństwo niepokrycia zapotrzebowania), chociaż te dwie wartości są bezpośrednio powiązane. LOLE ma wymiar czasu – dni/rok, h/rok, h/tydzień, h/dobę.

Wskaźnik LOLE jest definiowany jako:

$$LOLE = \sum_{i=1}^N P(C_i < L_i) \quad (1)$$

gdzie: P - prawdopodobieństwo, C_i - zdolność wytwórcza systemu w godzinie i , L_i - obciążenie systemu w godzinie i , N - liczba godzin analizowanego okresu.

Dla potrzeb obliczenia wskaźnika LOLE' systemu z mocą zainstalowaną elektrowni wiatrowych wykorzystuje się następujące równanie:

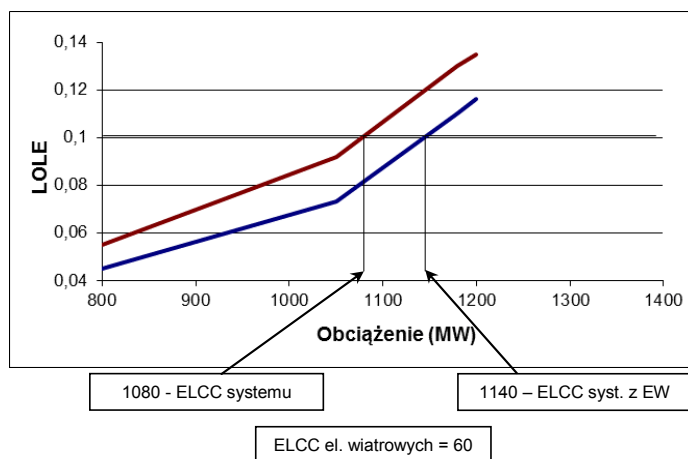
$$LOLE' = \sum_{i=1}^N P\left[\left(C_i + \sum_{j=1}^{N_W} W_{i,j}\right) < L_i\right] \quad (2)$$

gdzie: $W_{i,j}$ - moc j -tej elektrowni wiatrowej wykorzystana w godzinie i , N_W - liczba elektrowni wiatrowych.

Aby porównać system elektroenergetyczny bez uwzględnienia mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych z systemem z mocą zainstalowaną elektrowni wiatrowych stosuje się następujące równanie:

$$\sum_{i=1}^N P(C_i < L_i) = \sum_{i=1}^N P\left[\left(C_i + \sum_{j=1}^{N_W} W_{i,j}\right) < (L_i + E_i)\right] \quad (3)$$

Na rysunku 4 przedstawiono przykładowe porównanie wskaźników ELCC dla systemu elektroenergetycznego bez elektrowni wiatrowych oraz z mocą zainstalowaną elektrowni wiatrowych.



Rys. 4. Przykładowe krzywe wskaźnika niezawodności LOLE i wyznaczenie ELCC

Zdolność elektrowni wiatrowych do pokrywania obciążenia może być wyznaczona z następującego równania:

$$CC = \frac{P_{s+} - P_s}{P_+} \quad (4)$$

gdzie: P_{s+} - całkowita zdolność systemu elektroenergetycznego do pokrywania obciążenia, z uwzględnieniem dodatkowej mocy zainstalowanej (w jednostkach wiatrowych lub konwencjonalnych), MW; P_s - całkowita zdolność systemu elektroenergetycznego do pokrywania obciążenia, bez uwzględnienia dodatkowej mocy wytwórczej, MW; P_+ - rozważana dodatkowa zdolność wytwórcza (moc osiągalna) elektrowni, MW.

Wpływ elektrowni wiatrowych na zdolność systemu do pokrywania obciążenia analizowano w systemie testowym IEEE RTS-79. System ten jest systemem teoretycznym, składającym się z 32 jednostek wytwórczych, o łącznej mocy zainstalowanej 3405 MW. Szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie wynosi 2850 MW. Do analiz wykorzystano turbozespoły wiatrowe o zmienności mocy generowanej jak przedstawiona na rysunku 1.

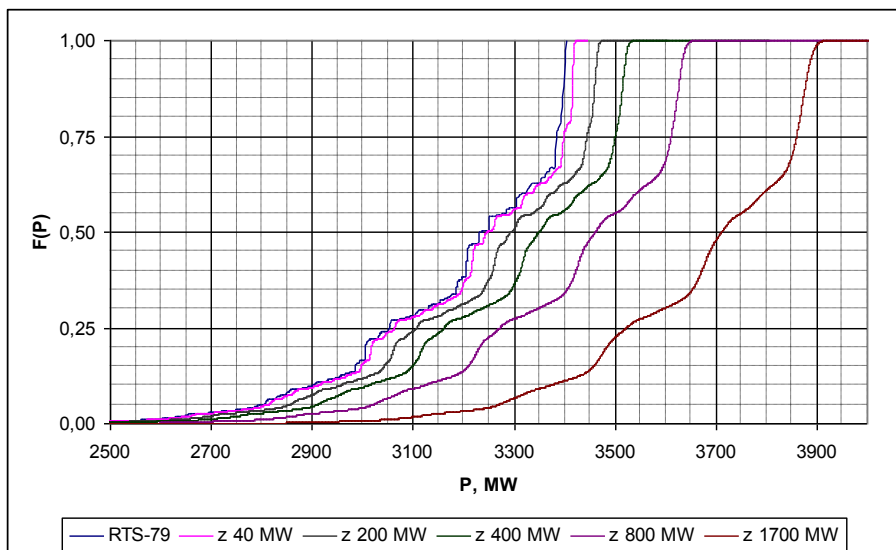
Podczas symulacji system testowy został rozbudowany o wiatrowe jednostki wytwórcze, kolejno o 1%, 6%, 11%, 23% oraz 50% mocy zainstalowanej [11]. W tabeli 1 przedstawiono zestawienie wyznaczonych wskaźników niezawodności wytwarzania, natomiast na rysunku 5 przedstawiono dystrybuantę mocy dyspozycyjnej systemu RTS-79 wraz z dodatkowymi jednostkami wytwórczymi.

Tabela 1

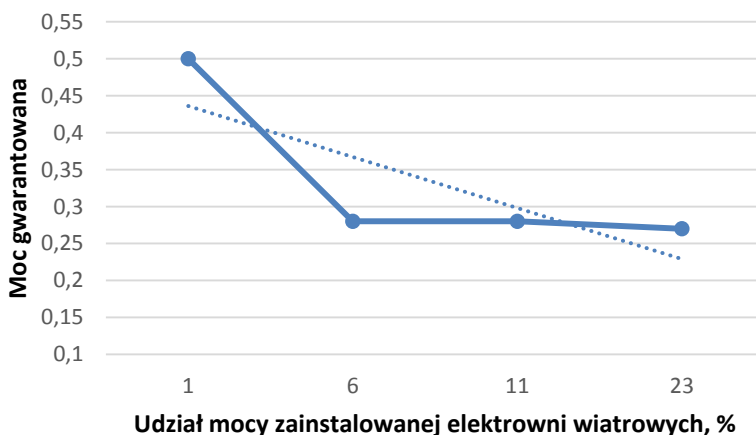
Wskaźniki niezawodności wytwarzania dla systemu RTS-79 rozbudowanego o jednostki wiatrowe

Wskaźnik	System RTS-79	System RTS-79 z jednostkami wiatrowymi o mocy zainstalowanej				
		40 MW	200 MW	400 MW	800 MW	1700 MW
Moc zainstalowana, MW	3405	3445	3605	3805	4205	5105
LOLE [h]	1,3723	1,2785	0,9104	0,5973	0,2479	0,0244
LOEE [MWh]	176,93	161,80	113,38	71,95	27,10	2,29
LOLPs	0,0816	0,0733	0,0474	0,0344	0,0174	0,0019
EIR	0,999507	0,999549	0,999684	0,999799	0,9999245	0,9999936
ECD [MW]	1,053	0,963	0,674	0,428	0,161	0,013
PCD	0,00816	0,007610	0,005419	0,0035557	0,0014757	0,000145
XLOL [MW]	128,922	126,558	124,543	120,457	109,320	94,070

Na rysunku 6 przedstawiono obliczone zdolności energetyki wiatrowej do pokrywania obciążenia w systemie testowym przy zwiększającym się udziale tej technologii w mocy zainstalowanej systemu. Otrzymane dane są porównywalne z wynikami badań prowadzonych w innych systemach elektroenergetycznych.



Rys. 5. Dystrybuanty mocy dyspozycyjnej systemu RTS-79 wraz z dodatkowymi jednostkami wytwórczymi



Rys. 6. Zdolność energetyki wiatrowej do pokrywania obciążenia

Jak wskazują badania prowadzone w systemach elektroenergetycznych o dużym udziale elektrowni wiatrowych moc gwarantowana tych źródeł zmienia się w zależności od wielu czynników, w tym w szczególności na wartość tego wskaźnika wpływa:

- udział energetyki wiatrowej w bilansie produkcji energii elektrycznej;
- udział rezerwy wirującej;
- parametry wiatru;
- niezawodność wyjściowa systemu elektroenergetycznego, bez przyłączonych elektrowni wiatrowych;

- napięcie sieci, do której podłączone są źródła wiatrowe;
- bliskość punktów poboru mocy i zużycia energii;
- wielkość systemu elektroenergetycznego, w tym połączenia transgraniczne.

Moc gwarantowana maleje wraz ze wzrostem udziału energetyki wiatrowej w systemie elektroenergetycznym. Generatory przyłączone do sieci wyższych napięć wpływają na wzrost mocy gwarantowanej. Jednocześnie elektrownie lokalizowane blisko centrów odbioru energii także pociągają za sobą wyższą wartość mocy gwarantowanej.

3. Wnioski

1. Wśród technologii wykorzystujących zasoby odnawialne w ostatnim czasie obserwuje się dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej. Nowe moce elektrowni wiatrowych wpływają na funkcjonowanie systemów elektroenergetycznych, ze względu na specyfikę pracy tych źródeł. Jak pokazują doświadczenia krajów, w których energetyka wiatrowa ma znaczący udział w mocy zainstalowanej źródeł wytwórczych, elektrownie wiatrowe charakteryzują się niższym, od źródeł klasycznych, rocznym czasem wykorzystania mocy zainstalowanej.
2. Wskaźnikiem, który określa zdolność elektrowni wiatrowych do pokrywania obciążenia jest moc gwarantowana. Parametr ten (wyrażony w jednostkach względnych lub w %) wskazuje, w konkretnym systemie elektroenergetycznym, jaka część mocy zainstalowanej w elektrowniach danego typu (np. wiatrowych) może być uznana za moc dyspozycyjną do pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc.
3. Z powodu zmienności prędkości wiatru moc gwarantowana elektrowni wiatrowych jest zdecydowanie niższa niż dla innych technologii wytwarzania energii elektrycznej. Niemniej jednak istnieje pewna część mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej, która bierze udział w pokryciu zapotrzebowania na moc systemu. Dla elektrowni wiatrowych moc gwarantowana (dyspozycyjna) zawiera się w przedziale 10÷35% mocy zainstalowanej i zależy głównie od warunków wiatrowych oraz od udziału energetyki wiatrowej w mocy zainstalowanej systemu.
4. Względna wartość zdolności do pokrywania obciążenia – mocy gwarantowanej elektrowni wiatrowych maleje wraz ze wzrostem udziału ich mocy w całkowitej mocy zainstalowanej systemu, od wartości w przybliżeniu równej wskaźnikowi wykorzystania mocy zainstalowanej, w sytuacji niewielkiego udziału, do ok 10÷15% w sytuacji znacznego udziału mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych.
5. Analiza dystrybucji mocy dyspozycyjnej systemu RTS-79; bez, oraz z dodatkowymi wiatrowymi jednostkami wytwórczymi wskazuje, że przy

zainstalowaniu dodatkowych jednostek wiatrowych zdolność systemu do pokrywania obciążeń wzrosła. Wzrost ten nie jest jednak wprost proporcjonalny do mocy zainstalowanej dodatkowych jednostek wiatrowych.

6. Elektrownie wiatrowe należy traktować jako źródła energii a nie mocy - ze względu na przypadkowy charakter ich pracy nie można liczyć na ich udział w pokrywaniu zapotrzebowania w czasie szczytu obciążenia systemu.

Literatura

- [1] Amelin M.: Comparison of Capacity Credit Calculation Methods for Conventional Power Plants and Wind Power. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 2, May 2009.
- [2] DENA Grid Study I: Energy Management Planning for the Integration of Wind Energy into the Grid in Germany, Onshore and Offshore by 2020, Final report. Study commissioned by Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA), Cologne, 24 February 2005.
- [3] DENA Grid Study II: Integration of Renewable Energy Sources in the German Power Supply System from 2015 – 2020 with an Outlook to 2025. April 2011.
- [4] EWEA (opr. Giorgio Corgetta): Wind in Power. 2014 European statistics. Bruksela, luty 2015.
- [5] Giebel G.: Wind power has a capacity credit. Riso National Laboratory, Roskilde, Danamrk, 2005.
- [6] Marchel P., Paska J.: Wpływ modeli niezawodności wiatrowych jednostek wytwórczych na niezawodność wytwarzania energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym. Przegląd Elektrotechniczny, Nr 10, 2013.
- [7] Marchel P., Paska J., Surma T.: Odnawialne i rozproszone źródła energii a niezawodność system elektroenergetycznego. Rynek Energii nr I (IX), maj 2014.
- [8] Milligan M.R., Porter K.: The capacity value of wind in the United States. Electricity Journal, vol. 19, issue 2, March 2006.
- [9] Paska J.: Niezawodność systemów elektroenergetycznych. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2005.
- [10] Paska J., Surma T.: Electricity generation from renewable energy sources in Poland. Renewable Energy, 71 (2014).
- [11] Surma T.: Modele niezawodnościowe elektrowni wiatrowych. Rozprawa doktorska. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2011.
- [12] Voorspools K.R., D’haeseleer W.D.: An Analytical Formula for the Capacity Credit of Wind Power. Renewable Energy, 31 (2006).