

## Techniczne możliwości udziału generacji wiatrowej w regulacji częstotliwości w systemach elektroenergetycznych

**Streszczenie.** Odnawialne źródła energii, w tym elektrownie wiatrowe, zazwyczaj maksymalizują moc wytwarzaną i nie uczestniczą w regulacji częstotliwości. Zadanie to wykonują elektrownie konwencjonalne. Przy dalszym zwiększaniu generacji odnawialnych źródeł energii konieczne stanie się wykorzystywanie do regulacji częstotliwości elektrowni wiatrowych pracujących na sieci wysokiego napięcia. W artykule opisano techniczne możliwości udziału generacji wiatrowej w regulacji częstotliwości w zakresie tworzenia wirtualnej inercji oraz w regulacji pierwotnej częstotliwości.

**Abstract.** Usually renewable energy sources, such as wind farms, maximize the generated power and do not participate in frequency control. This task is performed by conventional power plants. Further growth of renewable energy in power systems will force the use of renewable energy sources to the primary frequency control. Article deals with the technical capabilities of wind generation to emulate the virtual inertia and to participate in frequency control. (**Technical capabilities of wind generation to participate in frequency control in electric power systems**).

**Słowa kluczowe:** generacja wiatrowa, wirtualna inercja, regulacja częstotliwości, system elektroenergetyczny

**Keywords:** wind power generation, virtual inertia, frequency control, electric power systems

### 1. Wstęp

Z powodów ekologicznych dąży się do tego by jak największa część energii elektrycznej wytwarzana w SEE pochodziła ze źródeł odnawialnych, którymi (w aktualnym stanie wiedzy) są słońce, wiatr, woda oraz energia jądrowa w zamkniętym cyklu paliwowym. Ten artykuł dotyczy dużych FW przyłączanych do sieci WN. Typowym trybem pracy EW wchodzących w skład takich FW jest tryb swobodny w trakcie którego układy regulacyjne prądnic i turbin maksymalizują generowane moce czynne.

Algorytmy sterowania omawiane w tym artykule mogą także być wykorzystywane w małych EW [1].

W trybie pracy swobodnej EW energia kinetyczna mas wirujących (wirnika prądnicy i turbiny oraz łopaty turbiny) jest wykorzystywana do łagodzenia wpływu porywów wiatru i utrzymywania stałości czynnej mocy oddawanej do SEE. W przypadku zaburzenia bilansu mocy energia ta nie jest oddawana do SEE na ograniczenie szybkości zmniejszania się częstotliwości i podniesienia nadiru częstotliwości. W trybie pracy swobodnej EW nie uczestniczą też w regulacji częstotliwości i nie tworzą rezerwy regulacyjnej bardzo istotnej dla bezpiecznej pracy SEE. Rezerwę regulacyjną zapewniają elektrownie konwencjonalne (ciepłne i wodne), które są włączone do systemu regulacji częstotliwości i mocy wymiany międzysystemowej. Gdy w danym SEE udział OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej jest mały w porównaniu do udziału źródeł konwencjonalnych, taka sytuacja jest dopuszczalna. Gdy jednak udział OZE jest duży dochodzi do sytuacji, w której źródła konwencjonalne o małym udziale w wytwarzaniu muszą zapewnić rezerwę regulacyjną i regulację częstotliwości całego dużego SEE.

Przy bardzo dużej generacji OZE nie udaje się małą ilością źródeł konwencjonalnych zapewnić odpowiednią rezerwę regulacyjną i bezpieczną pracę SEE. Konieczne staje się wtedy ograniczanie generacji OZE i uruchamianie źródeł konwencjonalnych, co z punktu widzenia ekologii jest nieracjonalne. Lepszym rozwiązaniem byłoby dopuszczenie

OZE do pracy w SEE, ale pod warunkiem, że utworzą odpowiednią rezerwę regulacyjną i będą uczestniczyć w regulacji częstotliwości.

W tym artykule omawia się techniczne możliwości włączenia EW do regulacji częstotliwości i tworzenia rezerwy regulacyjnej proporcjonalnej do mocy generowanej przez te źródła.

Innym dobrym rozwiązaniem jest też wyposażanie FW w magazyny energii o sporej pojemności, np. taki jak w omawiane w [2]. W takim rozwiązaniu EW mogą pracować swobodnie, a rezerwę regulacyjną mogą zapewnić magazyny energii wchodzące w skład FW. To rozwiązanie nie jest omawiane w tym artykule.

### 2. Stan nieustalony po zaburzeniu

W systemie elektroenergetycznym zaburzenia bilansu mocy wytwarzanej i odbieranej wywołują stany nieustalone w trakcie których następuje nakładanie się na siebie reakcji maszyn elektrycznych (wytwórczych i odbiorczych) oraz oddziaływania automatyki regulacyjnej. Z punktu widzenia zachodzących zjawisk w stanie nieustalonym można wyróżnić cztery następujące etapy:

etap I: kołysania wirników generatorów synchronicznych (reakcja na zaburzenie mocy),

etap II: spadek częstotliwości w systemie (skutek deficytu mocy),

etap III: oddziaływanie regulacji pierwotnej (reakcja regulatorów turbin),

etap IV: oddziaływanie regulacji wtórnej (reakcja regulatora centralnego).

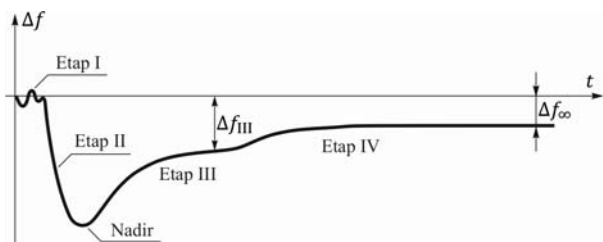
Obszerny opis wszystkich etapów można znaleźć w książkach [3], [4], [5]. Poniżej omówiono poszczególne etapy w zakresie niezbędnym do wyjaśnienia technicznych możliwości udziału EW w regulacji częstotliwości w SEE.

W stanie ustalonym częstotliwość w SEE zależy od prędkości obrotowej wirników generatorów

synchronicznych. Zaburzenia bilansu mocy powodują zmiany mocy czynnej generatorów, co wywołuje kołysania wirników generatorów synchronicznych względem prędkości synchronicznej. Kołysania te są opisane równaniem ruchu wynikającym z drugiego prawa dynamiki:

$$(1) \quad \frac{S_n 2H}{\omega_s} \frac{d\Delta\omega}{dt} = P_m - P_e - D\Delta\omega$$

gdzie:  $H$  - stała inercji,  $S_n$  - moc znamionowa,  $P_m$  - moc mechaniczna turbiny,  $P_e$  - moc elektryczna generatora,  $D$  - współczynnik tłumienia,  $\Delta\omega = (\omega - \omega_s)$  zmiana prędkości obrotowej  $\omega$  względem prędkości synchronicznej  $\omega_s$ . Kołysaniom wirników generatorów towarzyszą kołysania mocy w sieci o częstotliwości około (0,8÷1,2) Hz oraz kołysania międzysystemowe o częstotliwości około (0,2÷0,6) Hz.



Rys. 1. Przykład zmian częstotliwości w SEE po zaburzeniu powodującym deficyt wytwarzania

Kołysaniom mocy towarzyszą oscylacje prądów w gałęziach sieci oraz oscylacje modułów i argumentów napięć w węzłach sieci. Oscylacjom argumentów napięć odpowiadają oscylacje częstotliwości napięć w węzłach, gdyż:

$$(2) \quad \Delta f(t) = \frac{d\theta}{dt}$$

gdzie  $\theta = \arg U$  jest argumentem napięcia danego węzła. Oznacza to, że w pierwszych sekundach po zaburzeniu bilansu mocy w częstotliwości  $f(t)$  mierzonej lokalnie w węzle przyłączenia danego urządzenia mogą wystąpić oscylacje o częstości odpowiadającej częstości kołysań mocy. Jest to etap I stanu nieustalonego (rys. 1).

Dzięki momentom tłumiącym pochodzącym od klatek tłumiących w generatorach synchronicznych oraz stabilizatorom systemowym instalowanym w układach regulacji wzbudzenia generatorów synchronicznych kołysania wirników są wytłumiane w ciągu kilku sekund [3], [4].

Jeśli zaburzenie powoduje zmniejszenie mocy wytwarzanej (np. awaryjne wyłączenie z pracy zespołu wytwórczego), generatory synchroniczne są obciążają się mocą czynną większą od mocy mechanicznej turbin  $P_e > P_m$  i zgodnie z równaniem ruchu (1) powstaje ujemne przyspieszenie:

$$(3) \quad \varepsilon = \frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{\omega_s}{S_n 2H} (P_m - P_e) < 0$$

Ujemne przyspieszenie powoduje zmniejszenie prędkości obrotowej wirników, czyli ujemny poślizg  $\Delta\omega < 0$ . Wraz ze zmniejszaniem się prędkości obrotowej wirników generatorów synchronicznych częstotliwość  $f$  maleje, gdyż  $\Delta f = \Delta\omega / 2\pi$ . Jest to etap II stanu nieustalonego (rys. 1).

W trakcie etapu II nie występują już kołysania wirników i wszystkie generatory pracując synchronicznie jednakowo zwalniają prędkości obrotowe, czyli:

$$(4) \quad \omega_1 = \omega_2 = \dots = \omega_i = \dots = \omega_N = \omega = 2\pi f$$

gdzie  $\omega_i$  jest prędkością obrotową wirnika  $i$  - tego zespołu wytwórczego. Przy założeniu (4) można zsumować

stronami równania ruchu wirników wszystkich zespołów wytwórczych i po prostych przekształceniach otrzymuje się następujące zastępcze równanie dla całego SEE:

$$(5) \quad \frac{S_n 2H}{f_s} \cdot \frac{df}{dt} = \Delta P$$

$$(6) \quad S_n = \sum_{i=1}^N S_{ni}; \quad P_T = \sum_{i=1}^N P_{mi}; \quad P_L = \sum_{i=1}^N P_i; \quad \Delta P = (P_T - P_L)$$

gdzie  $P_T, P_L$  są mocą mechaniczną wytwarzaną przez wszystkie turbiny oraz mocą elektryczną odbieraną przez wszystkie odbiory,  $\Delta P$  jest zaburzeniem bilansu mocy,  $H$  jest zastępczą stałą inercji całego SEE daną wzorem:

$$(7) \quad H = \frac{\sum_{i=1}^N S_{ni} H_i}{\sum_{i=1}^N S_{ni}}$$

Z równania (5) wynika, że szybkość zmiany częstotliwości w SEE jest proporcjonalna do zaburzenia bilansu mocy oraz odwrotnie proporcjonalna do stałej inercji:

$$(8) \quad \frac{df}{dt} = f_s \frac{\Delta P}{S_n 2H}$$

Wartość minimalną, do której zmniejszy się częstotliwość  $f(t)$  po danym zaburzeniu, określa się terminem nadir częstotliwości (najniższe położenie).

Powyższy wzór (8) jest słuszny ogólnie dla dowolnej chwili. Szybkość zmniejszania się częstotliwości w pierwszej chwili  $t=0+$  po zaburzeniu  $\Delta P = \Delta P_0$  oznacza się [7], [8] symbolem  $RoCoF$  (ang. Rate of Change of Frequency):

$$(9) \quad RoCoF = \left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0+} = f_s \frac{\Delta P_0}{S_n 2H}$$

Zmniejszaniu się prędkości obrotowej wirników zespołów wytwórczych towarzyszy zmniejszanie energii kinetycznej mas tych wirników. Dla dowolnej masy wirującej energia kinetyczna określona jest wzorem  $E_k = J\omega^2/2$ , w którym  $\omega$  jest prędkością wirowania masy, zaś  $J = S_n 2H / \omega_s^2$  momentem bezwładności.

Zmniejszanie się energii kinetycznej mas wirników zespołów wytwórczych przyczynia się do spowolnienia zmniejszania się częstotliwości, gdyż tracona energia kinetyczna jest oddawana do SEE w postaci energii elektrycznej, która pokrywa częściowo ubytek wytwarzania powstały w wyniku zaburzenia.

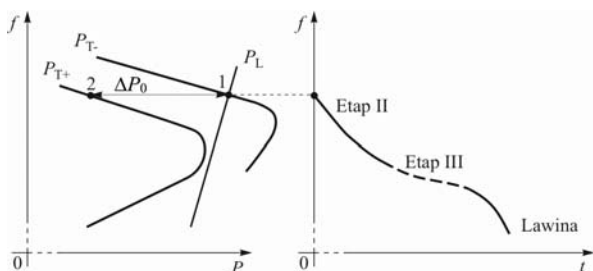
Oczywiście oddawanie przez zespoły wytwórcze energii kinetycznej do SEE jest "pożyczką krótkoterminową", gdyż przy przywracaniu częstotliwości do wartości początkowej prędkość obrotowa wirników maszyn synchronicznych i ich energia musi być odpowiednio zwiększona. Pracę tę wykonują turbiny, których moc jest zwiększana przez regulację pierwotną i regulację wtórną. Szczegółowy opis działania regulacji pierwotnej i wtórnej można znaleźć w książkach [3], [4], [5].

W etapie III stanu nieustalonego (rys. 1) na zmiany częstotliwości największy wpływ ma regulacja pierwotna. Regulacja ta uaktywnia się gdy w trakcie zmniejszania się częstotliwości odchyłka częstotliwości  $\Delta f$  staje się większa od martwych stref charakterystyk statycznych zespołów wytwórczych tworzących rezerwę regulacyjną regulacji pierwotnej. Zwiększenie mocy wytwarzanej wymuszone regulacją pierwotną następuje z opóźnieniem odpowiadającym stałym czasowym turbin i ich regulatorów.

Wpływ regulacji wtórnej uwidacznia się w przebiegu zmian częstotliwości (rys. 1) dopiero w etapie IV. Wynika to stąd, że zwiększenie mocy wymuszone działaniem regulacji wtórnej pojawia się z dość dużym opóźnieniem. Opóźnienie to zależy od częstości wysyłania przez regulator centralny sygnałów regulacyjnych do podlegających mu zespołów wytwórczych (zespoły wytwórcze centralnie dysponowane) oraz od stałych czasowych turbin i ich regulatorów.

By regulacja pierwotna i wtórna mogły wymusić powrót częstotliwości do wartości początkowej konieczne jest by zespoły wytwórcze przydzielone do tych regulacji przed zaburzeniem pracowały niedociążone tworząc odpowiednio dużą rezerwę regulacyjną.

Gdy w danym SEE rezerwa regulacyjna jest zbyt mała następuje naruszenie zasady nieinterwencji i brakująca energia jest dostarczona z systemów sąsiednich liniami powiązań międzysystemowych. Proces regulacji zakończy się wtedy odchyłką częstotliwości  $\Delta f_{\infty} \neq 0$  jak na rys. 1. W takim przypadku regulatory centralne wykonujące regulację wtórną kończą proces regulacyjny kompromisem między wartością odchyłki częstotliwości oraz odchyłką mocy wymiany międzysystemowej. Szczegółowo wyjaśniono to w książkach [3], [4], [5]. Gdy dany SEE ma wystarczającą rezerwę regulacyjną do pokrycia powstałego ubytku mocy wytwarzanej proces regulacyjny kończy się powrotem mocy wymiany międzysystemowej do wartości początkowej oraz zerową odchyłką częstotliwości  $\Delta f_{\infty} = 0$ .



Rys. 2. Ilustracja powstawania lawiny częstotliwości przy niewystarczającej mocy regulacyjnej: a) charakterystyki wytwarzania i poboru, b) zmiany częstotliwości w czasie

Najgroźniejsza jest sytuacja, gdy cały połączony SEE nie ma rezerwy regulacyjnej wystarczającej do pokrycia ubytku mocy wytwarzanej  $\Delta P_0$  powstałego w wyniku zaburzenia. W takim przypadku po zaburzeniu nie ma punktu równowagi między wytwarzaniem a odbiorem i częstotliwość nieustannie maleje, co nazywane jest *lawiną częstotliwości* lub *niestabilnością częstotliwościową*. Przypadek ten ilustruje rys. 2.

Na rys. 2 symbolami  $P_{T-}$ ,  $P_{T+}$  oznaczono charakterystyki wytwarzania tuż przed i tuż po zaburzeniu, zaś symbolem  $P_L$  charakterystykę poboru mocy. Założono, że przed zaburzeniem SEE pracował w punkcie równowagi 1. Po wystąpieniu zaburzenia charakterystyka wytwarzania przesuwa się w kierunku mniejszych mocy o wartość  $\Delta P_0$ . Chwilowym punktem pracy SEE jest punkt 2, gdyż częstotliwość nie zmienia się skokiem, czyli  $f(t_+) = f(t_-)$ . Gdy w etapie II częstotliwość maleje, moc wytwarzana początkowo zwiększa się zgodnie z charakterystyką  $P_{T+}$ . Ale w omawianym przypadku charakterystyka ta nie ma punktu przecięcia z charakterystyką  $P_L$ . W rezultacie częstotliwość dalej zmniejsza się i poniżej wierzchołka charakterystyki  $P_{T+}$  deficyt mocy ( $P_L - P_{T+}$ ) powiększa się i następuje utrata stabilności częstotliwościowej w postaci szybkiego (lawinowego) zmniejszania się częstotliwości.

By nie dopuścić do utraty stabilności częstotliwościowej operator SEE musi zapewnić odpowiednią rezerwę regulacji

pierwotnej i wtórnej. Opis wymagań szczegółowych w [3], [4], [5].

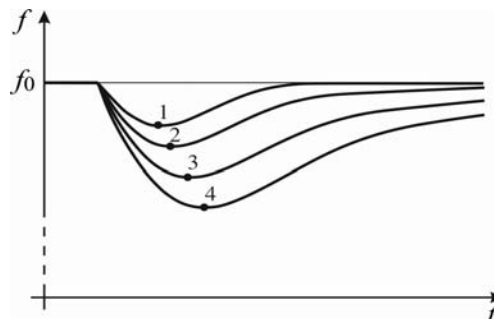
### 3. Niekorzystny wpływ OZE na zmiany częstotliwości

Gdy częstotliwość zmniejsza się masy wirujące wirników konwencjonalnych zespołów wytwórczych (turbo oraz hydro-generatory) oddają energię kinetyczną do SEE w postaci energii elektrycznej, co ogranicza szybkość zmniejszenia się częstotliwości. Inaczej jest w przypadku odnawialnych źródeł energii.

Elektrownie PV nie zawierają żadnych mas wirujących i są źródłami bezinercyjnymi, dla których stała inercji  $H_i=0$ . Z tego powodu zastępowanie w SEE źródeł konwencjonalnych źródłami PV powoduje zmniejszanie zastępczej stałej inercji  $H$  określonej wzorem (7) i tym samym (zgodnie z wzorami (8), (9)) zwiększa szybkość zmniejszania się częstotliwości  $df/dt$  oraz  $RoCoF$ .

Wirniki prądnic i turbin EW mają wprawdzie dużą inercję (zwłaszcza łopaty turbin) lecz w momencie powstania w SEE ubytku mocy wytwarzanej układy sterowania tych elektrowni nie udostępniają SEE części energii kinetycznej zawartej w tych wirnikach. Turbiny i prądnice EW pracują ze zmienną prędkością obrotową, a spora energia kinetyczna ich mas wirujących jest wykorzystywana do łagodzenia wpływu podmuchów wiatru i utrzymywania stałości mocy czynnej w trakcie zmian prędkości wiatru [5]. Z tego powodu dla EW pracujących w trybie swobodnym we wzorze (7) na zastępczą stałą inercji SEE należy podstawić  $H_i=0$ . Zwiększanie udziału EW w wytwarzaniu energii elektrycznej w SEE (zgodnie z wzorami (8), (9)) również zwiększa szybkość zmniejszania się częstotliwości  $df/dt$  oraz  $RoCoF$ .

Ogólnie można powiedzieć, że im większy jest udział OZE w danym SEE tym szybsze i głębsze są zmiany częstotliwości. Ilustruje to rys. 3 uzyskany symulacyjnie dla przykładowego testowego SEE.



Rys. 3. Przykład wyników symulacji wpływu udziału OZE na zmiany częstotliwości po zaburzeniu bilansu mocy w SEE: 1- tylko źródła konwencjonalne, 2, 3, 4 - coraz większe udziały OZE

Malenie stałej inercji SEE i zwiększanie szybkości zmian częstotliwości nabiera aktualnie coraz większego znaczenia, gdyż udział źródeł PV oraz EW jest stale zwiększany. Malenie stałych inercji w europejskim SEE i ich wpływ na systemy narodowe omówiono w publikacjach [6], [7]. W książkach [3], [4], [5] można znaleźć przykład zmian częstotliwości po zburzeniu bilansu mocy w europejskim SEE gdy pracowała duża liczba OZE i dla porównania gdy liczba OZE była dużo mniejsza.

Fakt niekorzystnego wpływu źródeł PV oraz EW na zmiany częstotliwości w SEE oraz ogólny trend zwiększania udziału tych źródeł w wytwarzaniu energii elektrycznej zachęcają do podejmowania prac badawczych dotyczących włączenia OZE i magazynów energii do systemu regulacji częstotliwości i mocy wymiany.

#### 4. Możliwości wykorzystania elektrowni wiatrowych w regulacji częstotliwości

Przeгляд możliwości włączenia EW do systemu regulacji częstotliwości można znaleźć np. w publikacjach [8], [9], [10]. Poniżej omówiono przykładowe metody wykorzystywania elektrowni wiatrowych do spowalniania zmniejszania się częstotliwości po wystąpieniu ubytku mocy w SEE oraz do regulacji częstotliwości analogicznej do regulacji pierwotnej i wtórnej konwencjonalnych zespołów wytwórczych.

##### 4.1. Tłumienie kołysań

W pierwszych sekundach po zaburzeniu bilansu mocy czynnej w SEE występują kołysania wirników generatorów synchronicznych (rys. 1) i kołysania mocy w sieci oraz towarzyszące im oscylacje modułów i argumentów napięć węzłowych. Zgodnie z wzorem (2) oznacza to szybkie oscylacyjne zmiany częstotliwości  $f(t)$  mierzonej lokalnie w węzłach przyłączenia EW.

W książkach [3], [4] wykazano, że sterowanie elementów bocznikowych powodujące tłumienie oscylacji może polegać na zmianie mocy czynnej elementu bocznikowego (źródła lub odbioru) proporcjonalnie do lokalnie mierzonych zmian częstotliwości:

$$(10) \quad \Delta P_{PSS} = -K_{PSS} \cdot \frac{d\theta}{dt} = -K_{PSS} \cdot \Delta f(t)$$

gdzie  $K_{PSS}$  jest wzmocnieniem, zaś  $\Delta f(t) = f(t) - f(0)$ . We wzorze tym zakłada się, że moc oddawana do SEE przez element bocznikowy (generacja) ma znak dodatni, a moc pobierana z SEE (odbior) znak ujemny.

W przypadku EW szybkie oscylacyjne zmiany mocy mogą prowadzić do niebezpiecznych oscylacji wirnika prądnicy względem wirnika turbiny i w konsekwencji do awaryjnego wyłączenia tej EW. Z tego względu ewentualne wykorzystywanie EW do tłumienia kołysań mocy w SEE musi być poprzedzone optymalizacją parametrów układów regulacyjnych i symulacyjnego sprawdzenia ich wpływu na oscylacje skrętne wirników turbiny i prądnicy.

##### 4.2. Wirtualna inercja

Niekorzystny wpływ EW na szybkość zmniejszania się częstotliwości ( $RoCoF$ ) po zaburzeniu bilansu mocy czynnej w SEE może być łagodzony za pomocą dodatkowego sterowania powodującego ich szybkie chwilowe zmiany mocy oddawanej do sieci przez FW. Zmiany te powinny być podobne do zmian mocy konwencjonalnych zespołów wytwórczych, które dzięki inercji mas wirujących i zawartej w nich energii kinetycznej w sposób naturalny spowalniają zmniejszanie się częstotliwości [4].

Zmiany mocy wytwarzanej przez OZE zależne od zmian częstotliwości (analogiczne do zmian mocy źródeł inercyjnych) wymuszone przez dodatkowe układy regulacyjne nazywane są wirtualną inercją, w skrócie WI. W literaturze angielskiej używane są [4] określenia: *virtual inertia*, *artificial inertia*, *emulated inertia*, *simulated inertia*, *synthetic inertia*.

Są dwa rodzaje układów regulacyjnych wymuszania WI:

- układy wymuszające zmiany mocy elektrycznej zależne od szybkości zmian częstotliwości,
- układy regulacyjne wymuszające krótkotrwałą nadprodukcję energii elektrycznej.

Ze względu na wymaganą szybkość zmian mocy oddawanej do SEE oba rodzaje układów wymuszenia WI działają bezpośrednio na wartość zadaną mocy czynnej prądnicy bez wpływania na kąt natarcia łopaty turbiny na wiatr.

#### Układ regulacyjny reagujący na szybkość zmian częstotliwości

Ogólnie algorytm tworzenia WI za pomocą źródeł OZE wynika z równania (1) opisującego ruch wirnika źródła inercyjnego.

Prędkość kątowna wirnika oraz prędkość synchroniczna mogą być wyrażone odpowiednio za pomocą aktualnej częstotliwości w SEE oraz częstotliwości synchronicznej, czyli:  $\omega = 2\pi f$  oraz  $\omega_s = 2\pi f_s$ . Uwzględniając te zależności z równania (1) otrzymuje się:

$$(11) \quad \frac{df}{dt} \cdot \frac{1}{f_s} \cdot 2HS_n = \Delta P_m - \Delta P$$

Zadaniem WI jest chwilowe zwiększenie mocy czynnej oddawanej przez prądnicę do SEE przy nie zmienionej mocy turbiny  $\Delta P_m = 0$ . Z równania (11) wynika, że zmiany te powinny być wyrażone wzorem:

$$(12) \quad \Delta P_{WI} = -\frac{df}{dt} \cdot \frac{1}{f_s} \cdot 2HS_n = -K_{WI} \cdot \frac{df}{dt}$$

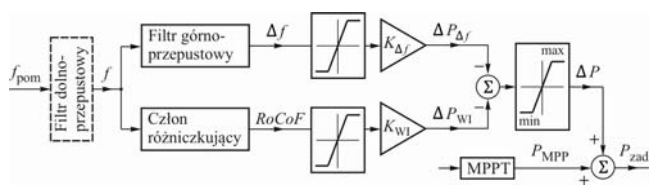
gdzie  $\Delta P_{WI}$  jest zmianą mocy potrzebną do wytworzenia WI,  $S_n$  jest mocą znamionową danego źródła, zaś  $H$  jest stałą inercji wirtualnej przyjętą dla danego źródła oraz  $K_{WI} = 2HS_n/f_s$  jest współczynnikiem (wzmocnieniem).

Wymuszenie zmiany mocy określone wzorem (12) naśladuje zmiany wywołwane naturalną inercją. Gdy wskutek zaburzenia częstotliwość zmniejsza się  $df/dt < 0$ , sygnał  $\Delta P_{WI} > 0$  wymusza zwiększanie mocy elektrycznej źródła. Gdy częstotliwość zwiększa się  $df/dt > 0$ , sygnał  $\Delta P_{WI} < 0$  wymusza zmniejszanie mocy elektrycznej źródła.

W układach regulacyjnych sygnał (12) wymuszający WI jest często powiększany o sygnał  $\Delta P_{\Delta f}$  proporcjonalny do odchyłki częstotliwości  $\Delta f(t)$ . W rezultacie wypadkowy sygnał sterujący określony jest wzorem:

$$(13) \quad \Delta P = \Delta P_{WI} + \Delta P_{\Delta f} = -K_{WI} \cdot \frac{df(t)}{dt} - K_{\Delta f} \cdot \Delta f(t)$$

Schemat blokowy dwutorowego układu regulacyjnego opartego na wzorze (13) pokazano na rys. 4. Inne proste układy WI proponowane przez producentów EW opisano w [3].



Rys. 4. Schemat blokowy układu wymuszenia wirtualnej inercji

Dodatkowymi elementami układu WI, którego schemat pokazano na rys. 4, są filtry oraz ograniczniki sygnałów. W układzie tym sygnał odpowiadający mierzonej częstotliwości  $f_{pom}$  jest przepuszczany przez filtr dolno-przepustowy, którego zadaniem jest wyeliminowanie składowych wysokiej częstotliwości przepuszczonych przez układ pomiarowy. Składowe te po zróżniczkowaniu mogłyby wprowadzić znaczące błędy w obliczaniu pochodnej czasowej. Gdy filtr taki występuje w urządzeniu pomiarowym, jest pomijany w omawianym układzie, co na rysunku symbolizują linie przerywane.

W torze wytwarzającym sygnał  $\Delta P_{\Delta f}$  znajduje się filtr górno-przepustowy usuwający z mierzonego sygnału  $\Delta f(t)$  składową stałą. Jest to konieczne, gdyż omawiany układ regulacyjny ma wywoływać tylko krótkotrwałe zmiany mocy i nie może wytwarzać sygnału gdy występuje długotrwała odchyłka częstotliwości  $\Delta f_{\infty}$  (jak rys. 1). Filtrzem górno-

przepustowym usuwającym składową stałą może być rzeczywisty człon różniczkujący o dużej stałej czasowej (rzędu kilku sekund). Dzięki wprowadzeniu martwej strefy układ nie wytwarza sygnału dla małych zmian częstotliwości.

W torze wytwarzającym sygnał  $\Delta P_{WI}$  znajduje się rzeczywisty człon różniczkujący o bardzo małej stałej czasowej (rzędu kilkudziesięciu milisekund) oraz martwa strefa w zakresie której układ nie wytwarza sygnału.

Sumaryczny sygnał  $\Delta P$  jest wprowadzony do dodatkowego sumatora w obwodzie regulacji wartości mocy zadanej  $P_{zad}$  obliczanej przez układ MPPT wyznaczający punkty pracy z mocą maksymalną dla danej prędkości wiatru [5].

Omawiany tu układ wymuszania WI jest układem interencyjnym i nie pracuje stale. Jest załączany i wyłączany według dodatkowych kryteriów. Przykładowo załączenie może następować gdy częstotliwość zmaleje poniżej zadanego progu pobudzenia, a wyłączenie po upływie zadanego czasu. Odpowiednie przełączniki (częstotliwościowy i czasowy) nie są pokazane na rys. 4.

W niektórych publikacjach (np. [8], [11], [12]) tor wytwarzający sygnał  $\Delta P_{\Delta f}$  traktowany jest jako odpowiednik regulacji pierwotnej konwencjonalnych zespołów wytwórczych i wzmocnienie tego toru nastawiane jest na wartość  $K_{\Delta f} = \rho \cdot P_n / f_n$  gdzie  $\rho = (0,03 \div 0,05)$  jest statyzmem charakterystyki statycznej. Ten sposób regulacji elektrowni wiatrowych nazywany jest *regulacją ze statyzmem* (ang. droop control). Trzeba tu jednak zwrócić uwagę, że w konwencjonalnych zespołach wytwórczych regulacja pierwotna działa z opóźnieniem odpowiadającym sporym stałym czasowym turbin (parowych i/lub wodnych) i ich regulatorów. Gdy w torze regulacji (jak na rys. 6.28) nie ma takich stałych czasowych regulacja jest szybka i nie stanowi to odpowiednika regulacji pierwotnej lecz odpowiednik stabilizatora tłumiącego kołysania mocy.

Reakcja wiatrowego zespołu wytwórczego na sygnał regulacyjny wyżej opisanego układu (rys. 4) wymuszania WI zależy od aktualnej prędkości wiatru i aktualnego obciążenia mocą czynną. Można tu wyróżnić następujące przypadki:

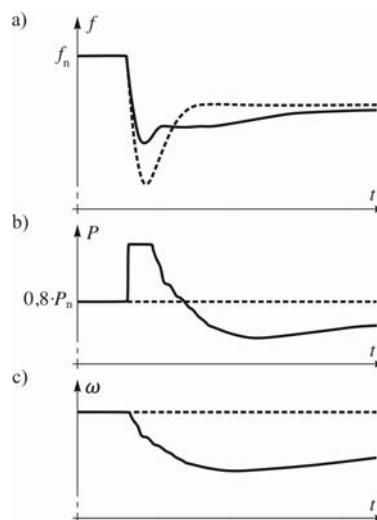
- (a) Praca swobodna przy prędkości wiatru mniejszej od prędkości znamionowej i mocą osiągalną (maksymalną) dla tej prędkości.
- (b) Praca swobodna z mocą znamionową przy prędkości wiatru większej od prędkości znamionowej.

W przypadku gdy prędkość wiatru jest mniejsza od znamionowej, regulacja mocy wiatrowego zespołu wytwórczego odbywa się [5] przy zerowym kącie natarcia łopat turbin na wiatr. Po wystąpieniu zaburzenia powodującego ubytek mocy wytwarzanej w SEE turbiny wiatrowe nie mogą zwiększyć mocy. Ale wskutek zmniejszania częstotliwości wyżej opisany układ (rys. 4) wytworzy sygnał  $\Delta P$  i wymusi zwiększenie mocy czynnej prądnicy danego zespołu wytwórczego. Spowoduje to zachwianie bilansu mocy mechanicznej i elektrycznej, gdyż moc prądnicy będzie większa od mocy turbiny. Zgodnie z drugim prawem dynamiki nastąpi zmniejszenie prędkości obrotowej i energii kinetycznej mas wirujących danego zespołu wytwórczego analogicznie jak to ma miejsce w przypadku konwencjonalnych zespołów wytwórczych. Przykładowy przebieg zmian częstotliwości, mocy czynnej oraz prędkości obrotowej pokazano na rys. 5.

W przypadku gdy prędkość wiatru jest większa od prędkości znamionowej, moc turbiny jest ograniczana do mocy znamionowej za pomocą regulacji kąta natarcia łopat turbin [5]. W takim przypadku również prądnica jest obciążona mocą znamionową i układ wymuszania WI może

wymusić zwiększenie mocy oddawanej do SEE tylko w zakresie dopuszczalnej przeciążalności prądnicy. Niestety zakres ten nie jest duży. Producenci wiatrowych zespołów wytwórczych dopuszczają tylko niewielkie krótkotrwałe przeciążenie. Typowo jest to przeciążenie nie większe od 10% mocy znamionowej w czasie nie dłuższym niż 30 s. Wartości dotyczące dopuszczalnego przeciążenia prądnicy muszą być uwzględnione przy doborze parametrów układu regulacyjnego, szczególnie w ograniczniku sygnału wyjściowego oraz przełączniku czasowym ograniczającym czas trwania wymuszania zwiększenia mocy.

W omawianym tu przypadku po wystąpieniu ubytku wytwarzania w SEE oraz uaktywnieniu WI przebiegi zmian częstotliwości, mocy czynnej i prędkości obrotowej będą podobne do pokazanych na rys. 5. Jednak dzięki prędkości wiatru większej od znamionowej powrót do wartości określonych przez MPPT będzie znacznie szybszy.

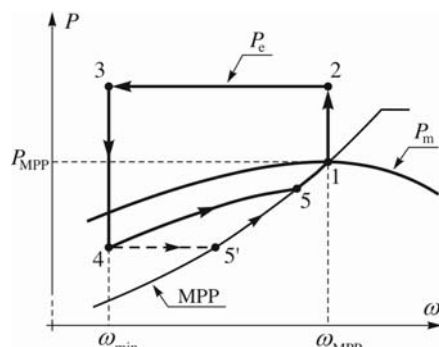


Rys. 5. Przykład wyników symulacji w przypadku pracy swobodnej z mocą 80%  $P_n$ : a) częstotliwość, b) moc czynna elektrowni wiatrowej, c) prędkość obrotowa.

Linia ciągła - przebiegi z działaniem wirtualnej inercji.  
Linia przerywana - przebiegi bez działania wirtualnej inercji.

Z przebiegów pokazanych na rys.5 widać, że w omawianym przypadku zwiększenie mocy oddawanej do SEE przez wiatrowe zespoły wytwórcze zmniejszyło szybkość zmniejszania się częstotliwości oraz podniosło nadir częstotliwości. Po zmianie znaku pochodnej częstotliwości i zmniejszeniu bezwzględnej wartości odchyłki częstotliwości sygnał  $\Delta P$  wytwarzany przez układ (rys. 5) wymuszania WI szybko maleje i regulator prądnicy zaczyna przywracać prędkość obrotową i moc czynną do wartości obliczonej przez MPPT. W omawianym przykładzie częstotliwość nie wraca do wartości początkowej, gdyż założono, że w SEE nie ma wystarczająco dużej rezerwy regulacyjnej, a wsparcie zespołów wiatrowych jest tylko chwilowe.

Należy tu podkreślić, że za duże wartości wzmocnień i/lub za duże wartości w ogranicznikach sygnałów mogą doprowadzić do zbyt dużego zmniejszenia się prędkości obrotowej i awaryjnego wyłączenia danego wiatrowego zespołu wytwórczego. To pogłębiłoby deficyt mocy wytwarzanej w SEE i w skrajnym przypadku mogłoby doprowadzić do niestabilności częstotliwościowej SEE. Z tego względu wszystkie parametry układu regulacyjnego muszą być starannie zoptymalizowane.



Rys. 6. Ilustracja metody krótkotrwałej nadprodukcji energii elektrycznej

### Krótkotrwała nadprodukcja energii elektrycznej

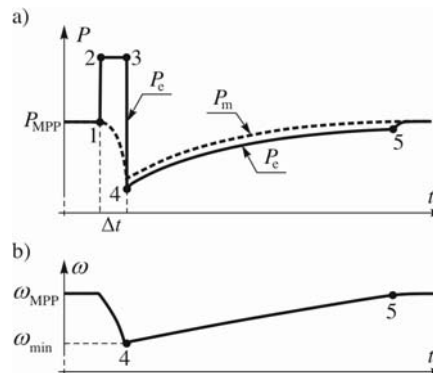
W metodzie nazywanej *krótkotrwałą nadprodukcją energii elektrycznej* [10], [13] wsparcie SEE w regulacji częstotliwości (analogiczne do WI) jest realizowane za pomocą algorytmu decyzyjnego, który na bieżąco śledzi wartości częstotliwości, prędkości obrotowej, mocy elektrycznej i mocy mechanicznej. Cykl krótkotrwałej nadprodukcji ilustruje rys. 6.

Na tym rys. 6 przyjęto, że  $P_m$  określa zależność mocy mechanicznej turbiny w funkcji prędkości obrotowej przy danej prędkości wiatru. Natomiast MPP jest charakterystyką określającą maksymalne moce i prędkości obrotowe dla zmieniających się prędkości wiatru. Punkt 1 jest punktem pracy optymalnej (maksymalna moc) przy danej prędkości wiatru. Gdy częstotliwość i szybkość jej zmniejszania się przekroczy zadane wartości progowe algorytm generuje sygnał wymuszający zwiększenie mocy elektrycznej oddawanej do SEE do wartości nie przekraczającej obciążalności prądnicy. Na rys. 6 jest to wartość odpowiadająca punktowi 2. W tym punkcie i dalej w kierunku punktu 3 moc elektryczna jest większa od mocy mechanicznej, czyli  $P_e > P_m$ . Różnica  $\Delta P = P_e - P_m$  jest mocą hamującą. Zgodnie z drugim prawem dynamiki dla ruchu obrotowego prędkość obrotowa zmniejsza się, a energia kinetyczna mas wirnika (łopat, wirnika turbiny i wirnika prądnicy) zamieniana jest na energię elektryczną i oddawana do SEE. W punkcie 3 prędkość obrotowa jest równa prędkości krytycznej  $\omega = \omega_{min}$  przy której zespół może się jeszcze utrzymać w pracy. Dalsze utrzymywanie nadprodukcji mogłoby doprowadzić do wyłączenia zespołu wytwórczego i by temu zapobiec moc prądnicy jest zmniejszana do wartości odpowiadającej punktowi 4. W tym punkcie i dalej w kierunku punktu 5 moc mechaniczna jest większa od mocy elektrycznej  $P_e < P_m$ . Różnica  $\Delta P = P_m - P_e$  jest mocą przyspieszającą. Zgodnie z drugim prawem dynamiki dla ruchu obrotowego prędkość obrotowa zwiększa się. W wariantcie opisanym w publikacji [13] wartość mocy przyspieszającej jest wartością zadaną algorytmu. Algorytm wymusza takie zmiany wartości mocy prądnicy przy których moc przyspieszająca jest stała w czasie na drodze od punktu 4 do punktu 5. W punkcie 5 prędkość obrotowa jest już bliska prędkości optymalnej. Algorytm decyzyjny kończy cykl, a układ regulacyjny MPPT doprowadza zespół wytwórczy do punktu 1 pracy optymalnej (moc maksymalna dla danej prędkości wiatru).

Zmiany w czasie mocy elektrycznej  $P_e$  i mocy mechanicznej  $P_m$  oraz prędkości obrotowej  $\omega$  odpowiadające rys. 6 pokazano na rys. 7. Warto tu zwrócić uwagę, że zmiana prędkości obrotowej na odcinku 4 - 5 jest liniowa, gdyż w algorytmie założono stałą moc przyspieszającą  $\Delta P = P_m - P_e$ .

W literaturze można też spotkać inne założenia dotyczące pracy przy zaniżonej mocy prądnicy.

Przykładowo w publikacji [10] założono, że począwszy od punktu 4 prądnica pracuje ze stałą mocą aż do dojścia do charakterystyki MPP. Na rys. 6 ilustruje to linia przerywana między punktami 4 oraz 5'. Przy takim założeniu przyspieszenie zwiększa się w miarę zwiększania prędkości obrotowej. Szybsze jest dojście do charakterystyki MPP. Ma to jednak tę wadę, że prądnica jest dłużej obciążona małą mocą, co niekorzystnie wpływa na przebieg częstotliwości w SEE.



Rys. 7. Przykład przebiegów czasowych w trakcie krótkotrwałej nadprodukcji: a) zmiany mocy elektrycznej i mechanicznej, b) zmiany prędkości obrotowej

### Ograniczony czas zwiększania generacji

Wyżej omówione sposoby wymuszania krótkotrwałego zwiększenia mocy EW umożliwiają ograniczenie szybkości zmniejszania się częstotliwości (*RoCoF*) w początkowej chwili po wystąpieniu zaburzenia bilansu mocy. Przyczynia się to także do podniesienia nadiru częstotliwości. Typowo układy WI elektrowni wiatrowych mogą być uaktywniane na czas rzędu kilkunastu sekund (maksymalnie 30 s). Dłuższe utrzymywanie zwiększonej produkcji energii elektrycznej przez EW grozi znacznym zmniejszeniem ich prędkości obrotowej i w konsekwencji awaryjnym odłączeniem od sieci elektroenergetycznej.

### 4.3. Regulacja pierwotna

Wyżej opisane metody regulacji służą do wymuszenia chwilowego zwiększenia mocy oddawanej przez EW do SEE w przypadku wystąpienia zaburzenia bilansu mocy. By EW mogły w pełni uczestniczyć w regulacji pierwotnej częstotliwości w SEE muszą pracować z mocą mniejszą od mocy maksymalnej dla danej prędkości wiatru.

W przypadku źródeł konwencjonalnych regulacja pierwotna jest regulacją rozproszoną i jest realizowana za pomocą charakterystyk częstotliwościowych regulatorów turbin. Charakterystyka taka [3], [4], [5] zawiera martwą strefę oraz ograniczenia zakresu zmian mocy turbiny. Poza martwą strefą między ograniczeniami charakterystyka jest liniowa. Tangens kąta nachylenia tej części charakterystyki (nazywany statyzmem) określa liniową zależność (proporcjonalność) między zmianą częstotliwości a zmianą mocy turbiny wymuszaną przez regulator [5]. By regulacja pierwotna mogła się uaktywnić po zaburzeniu bilansu mocy konwencjonalne zespoły wytwórcze wykonujące tę regulację muszą pracować niedociążone. Suma tych niedociążeń w całym SEE jest rezerwą regulacji pierwotnej.

Z względów ekologicznych współcześnie dąży się do tego by udział OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej w skali SEE był jak największy. Zwiększanie udziału OZE powoduje, że możliwości tworzenia w SEE rezerwy regulacji pierwotnej za pomocą źródeł konwencjonalnych maleją. Brak odpowiedniej rezerwy regulacyjnej może prowadzić do poważnych awarii SEE polegających na niestabilności częstotliwościowej w postaci lawiny częstotliwości (rys. 2). Zachodzi więc konieczność by wraz

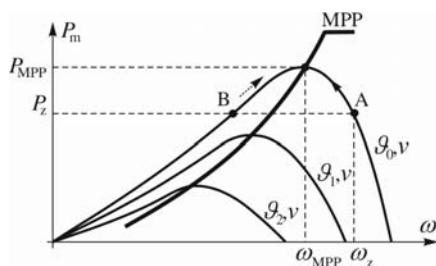
z rozwojem OZE tworzyć rezerwę regulacyjną za pomocą magazynów energii elektrycznej wielkiej skali. Gdy takich magazynów jest za mało, zachodzi konieczność wykorzystywania EW do udziału w regulacji pierwotnej.

By wybrane EW mogły uczestniczyć w regulacji pierwotnej częstotliwości w SEE muszą (tak samo jak konwencjonalne zespoły wytwórcze) pracować niedociążone. Jest to możliwe przy pracy w trybie interwencyjnym lub trybie regulacyjnym przy zaniżonej mocy [5].

Tworzenie rezerwy regulacyjnej w SEE przez wiatrowe zespoły wytwórcze poprzez ich odciążenie (ang. de-loading) w stosunku do mocy osiągalnej przy danej prędkości wiatru może być wykonane w dwojaki sposób:

- przez zmianę prędkości obrotowej w stosunku do prędkości wyznaczonej przez MPPT lub
- przez zmianę kąta natarcia łopatek turbiny na wiatr.

Rys. 8 ilustruje pierwszy z tych sposobów polegający na zmianie prędkości obrotowej. Na tym rysunku pokazano rodzinę charakterystyk mocy turbiny  $P_m(\omega)$  w funkcji prędkości obrotowej  $\omega$  dla trzech wartości kąta natarcia łopatek turbiny na wiatr  $\vartheta_0, \vartheta_1, \vartheta_2$ , przy stałej prędkości wiatru  $v$ . Pogrubioną linią oznaczono krzywą MPP odpowiadającą mocom maksymalnym. Z rysunku wynika, że, przy danej prędkości wiatru  $v$  i danym kącie natarcia łopatek na wiatr  $\vartheta$  zmniejszenie mocy z wartości  $P_{MPP}$  do wartości  $P_z$  można uzyskać zwiększając prędkość obrotową  $\omega$  do wartości odpowiadającej punktowi A lub zmniejszając prędkość obrotową  $\omega$  do wartości odpowiadającej punktowi B.



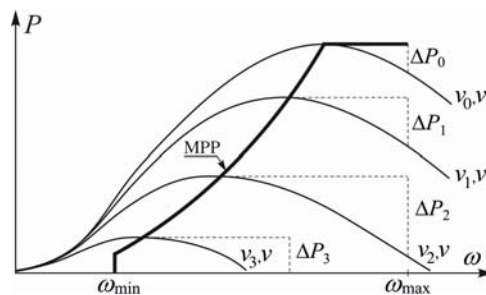
Rys. 8. Ilustracja tworzenia rezerwy regulacyjnej za pomocą zmiany prędkości obrotowej

Ustalenie punktu pracy w punkcie B nie jest korzystne, gdyż w takim przypadku przy wymuszaniu przez regulację pierwotną zwiększania mocy prądnicy część energii wiatru jest zużywana na zwiększenie prędkości obrotowej (na rys. 8 strzałka od punktu B w górę). Zużywanie części energii wiatru na zwiększenie energii kinetycznej mas wirujących niekorzystnie wpływa na przebieg regulacji częstotliwości w SEE [9], [15].

W punkcie A sytuacja jest odmienna, gdyż zespół wytwórczy pracuje z prędkością obrotową  $\omega_z > \omega_{MPP}$  i tym samym ma zwiększoną energię kinetyczną mas wirujących. Po wymuszeniu przez regulację zwiększania mocy prądnicy następuje zmniejszanie prędkości obrotowej (na rys. 8 strzałka od punktu A w górę). Towarzyszy temu oddawanie energii kinetycznej mas wirujących w postaci energii elektrycznej analogicznie jak to jest w przypadku naturalnej inercji konwencjonalnych zespołów wytwórczych. Wpływa to korzystnie na przebieg regulacji i przywracanie częstotliwości w SEE.

Oddawanie nadmiaru energii kinetycznej do SEE w trakcie zwiększania mocy prądnicy jest niewątpliwie istotną zaletą tej metody. Dodatkową zaletą jest też szybkość regulacji, która odbywa się przez regulację mocy elektrycznej prądnicy. Natomiast wadą jest fakt, że rezerwa mocy, którą można utworzyć w ten sposób, zależy od

prędkości wiatru oraz dopuszczalnej prędkości obrotowej danego zespołu wytwórczego, która jest oczywiście ograniczona. Ilustruje to rys. 9.

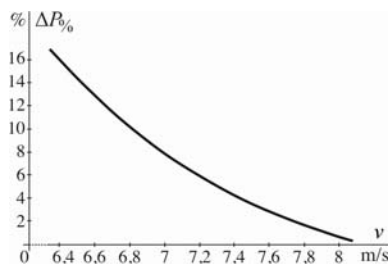


Rys. 9. Ilustracja wpływu prędkości wiatru na wielkość rezerwy, którą można utworzyć przez zwiększenie prędkości obrotowej przy stałym kącie natarcia łopatek turbiny na wiatr

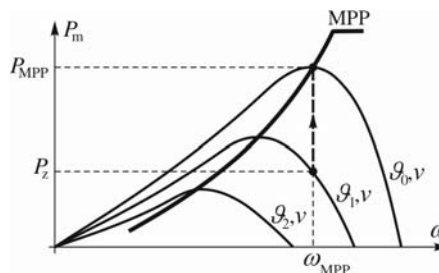
Na rys. 9 pokazano rodzinę charakterystyk mocy turbiny  $P_m(\omega)$  w funkcji prędkości obrotowej  $\omega$  przy stałym kącie natarcia łopatek turbiny na wiatr  $\vartheta$  oraz dla czterech wartości prędkości wiatru  $v_0 > v_1 > v_2 > v_3$ . Linią pogrubioną oznaczono krzywą MPP odpowiadającą mocom maksymalnym. Prędkość obrotowa  $\omega$  jest ograniczona do wartości  $\omega_{min} \leq \omega \leq \omega_{max}$ . Symbolami  $\Delta P_0, \Delta P_1, \Delta P_2, \Delta P_3$  oraz pionowymi liniami kropkowymi oznaczono rezerwy mocy uzyskiwane przy prędkości wiatru odpowiednio  $v_0, v_1, v_2, v_3$  oraz przy prędkości obrotowej  $\omega = \omega_{max}$ . Widać wyraźnie, że największe bezwzględne wartości rezerwy mocy uzyskuje się przy średnich prędkościach wiatru. Przy dużych i małych prędkościach wiatru bezwzględne wartości rezerwy mocy są małe. Inaczej jest gdy rezerwy mocy wyrazi się w jednostkach względnych lub procentach mocy maksymalnych  $P_{MPP}$  dla danych prędkości wiatru:

$$(14) \quad \Delta P_{\%} = \frac{P_{MPP} - P}{P_{MPP}} \cdot 100$$

Ponieważ moce maksymalne  $P_{MPP}$  zmniejszają się wraz ze zmniejszeniem się prędkości wiatru, odniesione do nich procentowe wartości rezerwy mocy  $\Delta P_{\%}$  monotonicznie zwiększają się, co ilustruje przykład pokazany na rys. 10.



Rys. 10. Przykład procentowych wartości rezerwy mocy w funkcji prędkości wiatru wg [16]



Rys. 11. Ilustracja wpływu kąta natarcia łopatek turbiny na charakterystyki mocy turbiny



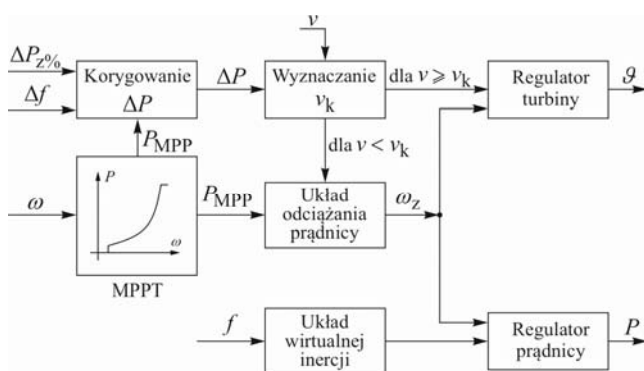
Przeliczenie wartości rezerwy mocy do wartości w procentach jest istotne dla układów regulacji, gdyż ustalając rezerwę pierwotną w całym SEE operator systemu zadaje wybranym elektrowniom rezerwy regulacyjne odniesione do mocy oddawanej przez nie do SEE. W dalszej części zadana wartość odciążenia oznacza się symbolem  $\Delta P_{z\%}$ .

Rys. 11 ilustruje drugi sposób ograniczenia mocy EW i tworzenia rezerwy regulacyjnej polegający na zmianie kąta natarcia łopatek turbiny na wiatr  $\vartheta$ . Na tym rysunku przedstawiono rodzinę charakterystyk mocy turbiny  $P_m(\omega)$  w funkcji prędkości obrotowej  $\omega$  dla trzech wartości kąta natarcia łopatek na wiatr  $\vartheta_0, \vartheta_1, \vartheta_2$  przy danej prędkości wiatru  $v$ . Krzywa MPP narysowana pogrubioną linią odpowiada mocom osiągalnym (maksymalnym) dla danej prędkości wiatru  $v$ . Przy zerowym kącie natarcia  $\vartheta_0=0$  turbina mogłaby dostarczać moc maksymalną  $P_m=P_{MPP}$ . Zwiększenie kąta natarcia do  $\vartheta_1>\vartheta_0$  powoduje zmniejszenie mocy do wartości  $P_m=P_z$ . Różnica mocy ( $P_{MPP}-P_z$ ) stanowi rezerwę mocy w stosunku do mocy maksymalnej dla danych warunków wiatrowych. Rezerwę tę można wykorzystać do regulacji pierwotnej częstotliwości. W tej metodzie po powstaniu deficytu wytwarzania w SEE zwiększenie mocy EW uzyskuje się zmniejszając kąt  $\vartheta$  natarcia łopatek turbiny na wiatr (na rys. 11 strzałka na linii przerywanej).

Zaletą tej metody redukcji mocy jest prostota układu regulacyjnego. Natomiast wadą są szybkość regulacji mniejsza niż w przypadku metody przez regulację prądnicy oraz kumulowanie się naprężeń mechanicznych wskutek szybkiej regulacji turbiny powodujące zużywanie się elementów mechanicznych turbiny i skracanie czasu ich użytkowania [10].

Obie wyżej opisane metody odciążania mają odmienne wady i zalety. Z tego względu praktycznym rozwiązaniem jest utworzenie układu regulacyjnego wykorzystującego zalety obu tych metod. W szczególności układ taki powinien w pełni wykorzystywać możliwość tworzenia rezerwy za pomocą zwiększenia prędkości obrotowej, a regulację kąta natarcia łopatek na wiatr powinien uaktywniać tylko w konieczności.

Algorytmy działania układów regulacyjnych spełniających powyższy postulat są dość skomplikowane [10], [16], [18] i bazują na charakterystykach zespołu wytwórczego wczytywanych off-line jako dane.



Rys. 12. Schemat układu regulacji prądnicy i turbiny w zastosowaniu do regulacji pierwotnej częstotliwości wg [16]

W układzie regulacyjnym opisanym w publikacji [16] wykorzystuje się charakterystykę  $P_m(v)$  optymalnych wartości mocy turbiny w funkcji prędkości wiatru wyznaczoną dla zadanej wartości odciążenia  $\Delta P_{z\%}$ . Na podstawie tej charakterystyki określa się prędkość kryterialną wiatru  $v_k$  powyżej której (wskutek ograniczenia prędkości obrotowej  $\omega \leq \omega_{max}$ ) nie da się utworzyć zadanej

wartości odciążenia. Można to wyjaśnić np. na podstawie rys. 9. Jeśli wymagana jest rezerwa odpowiadająca wartości  $\Delta P_z = \Delta P_1$ , prędkością kryterialną wiatru jest  $v_k = v_1$ , gdyż dla prędkości wiatru  $v > v_1$  uzyskiwane rezerwy są mniejsze, np.  $\Delta P_0 < \Delta P_1$ .

Wartość kryterialna  $v_k$  prędkości wiatru wyznaczona dla danego odciążenia  $\Delta P_{z\%}$  służy do podejmowania decyzji, czy układ regulacyjny ma uaktywniać regulację kąta natarcia łopatek turbiny na wiatr  $\vartheta$ , czy ma zaniżyć moc elektryczną prądnicy w celu zwiększenia prędkości obrotowej. Uproszczony schemat blokowy układu wykorzystującego prędkość kryterialną wiatru  $v_k$  pokazano na rys. 12.

Gdy prędkość wiatru jest większa lub równa prędkości kryterialnej  $v \geq v_k$  sygnał zmiany mocy  $\Delta P$  jest kierowany do regulatora turbiny w celu zmiany kąta  $\vartheta$  nachylenia łopatek turbiny. Gdy prędkość wiatru jest mniejsza od prędkości kryterialnej  $v < v_k$  sygnał zmiany mocy  $\Delta P$  jest kierowany do układu odciążania prądnicy. Układ ten ustala prędkość obrotową  $\omega_z$  przy której nastąpi odciążenie prądnicy o  $\Delta P$ . W obu przypadkach odciążenie  $\Delta P$  jest obliczane w pierwszym górnym bloku schematu pokazanego na rys. 12. W bloku tym wartość względna odciążenia zadana w procentach  $\Delta P_{z\%}$  jest przeliczana na wartość bezwzględną  $\Delta P_z$  i jest korygowana o wartość proporcjonalną do odchyłki częstotliwości  $\Delta f$  oraz zadanego współczynnika  $K$  według następującego wzoru:

$$(15) \quad \Delta P = \frac{\Delta P_{z\%}}{100} \cdot P_{MPP} \cdot \left(1 + K \frac{\Delta f}{f_0}\right)$$

gdzie  $K=1/\rho$ , zaś  $\rho$  jest statyzmem charakterystyki regulacji pierwotnej.

Gdy odchyłka częstotliwości  $\Delta f=0$ , następuje (zgodnie z (15)) tylko przeliczenie względnej wartości procentowej do wartości bezwzględnej, czyli  $\Delta P_z = \Delta P_{z\%} \cdot P_{MPP}/100$ . Gdy częstotliwość w SEE jest mniejsza od zadanej odchyłki częstotliwości jest ujemna  $\Delta f < 0$  i wtedy odciążenie jest zmniejszane, czyli moc czynna oddawana przez prądnicę do SEE jest zwiększana. Gdy częstotliwość w SEE jest większa od zadanej odchyłki częstotliwości jest dodatnia  $\Delta f > 0$  i wtedy odciążenie jest zwiększane, czyli moc czynna oddawana przez prądnicę do SEE jest zmniejszana.

W publikacji [17] zaproponowano odmienną metodę. Do programu sterowania dla prędkości obrotowych  $\omega_{min} \leq \omega \leq \omega_{max}$  wprowadzana jest (off-line) suboptymalna charakterystyka  $P_{sub}(\omega)$  dla której wartości mocy są pomniejszone o  $\Delta P_{z\%}=10\%$  w stosunku do wartości optymalnych  $P_{MPP}(\omega)$ . Przy średnich i małych prędkościach wiatru układ sterujący ustala punkty pracy na tej suboptymalnej charakterystyce regulując moc prądnicy i prędkość analogicznie jak układ MPPT. Dla większych prędkości wiatru, gdy prędkość obrotowa osiąga wartość  $\omega = \omega_{max}$ , moc jest regulowana za pomocą regulacji kąta natarcia łopatek turbiny na wiatr przy utrzymywaniu stałej prędkości obrotowej  $\omega = \omega_{max}$ .

W publikacji [23] metodę odciążania przez zwiększenie prędkości obrotowej wykorzystano do poprawy działania WI. Do wymuszenia WI przyjęto układ regulacyjny o strukturze jak na rys. 4, z tym, że blok MPPT zmodyfikowano, tak że zamiast sygnału  $P_{MPP}$  wytwarza sygnał zgodny z następującym wzorem:

$$(16) \quad P'_{MPP} = (1 - d) \cdot P_{MPP}$$

gdzie  $d=d_{\%}/100$ , przy czym  $d_{\%}$  jest zadaniem odciążeniem w procentach. Założono, że zależnie od uzgodnienia z operatorem sieci, EW może pracować z odciążeniem 1% lub 3% lub 5%. Dla takich wartości na potrzeby bloku MPPT



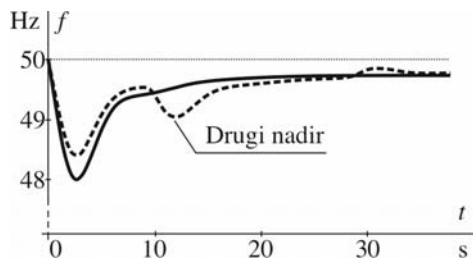
utworzono trzy suboptymalne charakterystyki  $P(\omega)$ . W stanie odciążenia EW pracuje z maksymalną prędkością obrotową  $1,2\omega_1$ . Na rys. 8 odpowiada to punktowi A. Gdy po zaburzeniu bilansu mocy w SEE częstotliwość maleje, układ WI wymusza zwiększenie mocy oddawanej do SEE. Powoduje to zmniejszenie prędkości obrotowej. Działanie układu WI przerywane jest gdy prędkość obrotowa zmniejszy się do prędkości odpowiadającej punktowi B na rys. 8. Przy takim sposobie działania EW oddaje do SEE energię odpowiadającą nadmiarowi energii kinetycznej. Nie ma zagrożenia wyłączenia EW wskutek zbytniego zmniejszenia prędkości obrotowej, a EW szybko powraca do zadanej wartości mocy.

## 5. Regulacja farm wiatrowych

Wyżej omówione układy i sposoby regulacji dotyczą pojedynczych EW. Dla regulacji częstotliwości w SEE istotne są zmiany mocy FW, szczególnie tych dużej mocy przyłączonych do sieci WN i ich aktywne uczestniczenie w WI oraz regulacji pierwotnej i wtórnej częstotliwości.

### Unikanie drugiego nadiru częstotliwości

Przy wymuszaniu WI po chwilowym zwiększeniu mocy oddawanej do sieci EW muszą odzyskać właściwą prędkość obrotową, co odbywa się to kosztem zmniejszenia ich mocy oddawanej w trakcie dalszej części przebiegu regulacji częstotliwości (rys. 1). Spowalnia to zwiększanie się częstotliwości, a w skrajnym przypadku (wskutek zaniżenia mocy EW) może prowadzić do wystąpienia drugiego nadiru częstotliwości [14], co ilustruje to rys. 13.



Rys. 13. Przykład zmian częstotliwości po zaburzeniu bilansu mocy w SEE: linia ciągła - bez wsparcia przez elektrownie wiatrowe, linia przerywana - ze wsparciem w przypadku powstania drugiego nadiru częstotliwości

Z badań symulacyjnych wynika, że drugi nadir częstotliwości występuje w momencie gdy układy WI są odłączane w dużych FW mających spory udział w wytwarzaniu energii elektrycznej w całym SEE. Z tego powodu zaleca się by przerywanie działania WI poszczególnych EW w FW było rozłożone w czasie. Przykładowo w publikacji [11] czasy aktywności WI poszczególnych EW ustalono na 15,0 s, 17,5 s, 20,0 s itd. aż do 30 s. Dzięki takiemu zróżnicowaniu wycofywanie mocy dostarczanej do SEE przez WI farmy jest wolniejsze i drugi nadir częstotliwości nie występuje.

### Regulacja pierwotna

Regulacja pierwotna i wtórna FW może być zorganizowana analogicznie do regulacji elektrowni z konwencjonalnymi zespołami wytwórczymi.

W przypadku elektrowni z konwencjonalnymi zespołami wytwórczymi regulacja pierwotna jest regulacją rozproszoną, a regulacja wtórna regulacją centralną. Jest to szczegółowo wyjaśnione w książkach [3], [4], [5]. Konwencjonalne zespoły wytwórcze wybrane do regulacji pierwotnej mają statyczne charakterystyki częstotliwościowe ze statyzmem  $\rho=(0,04\div 0,09)$  oraz małymi strefami martwymi  $\pm 10$  mHz. Przy zmianach częstotliwości w SEE większych od tych stref konwencjonalne zespoły

wytwórcze zmieniają moc proporcjonalnie do  $K=1/\rho$ . Konwencjonalne zespoły wytwórcze, które nie zostały wybrane do regulacji pierwotnej, mają szerokie martwe strefy 300 mHz) i nie reagują na małe zmiany częstotliwości.

Konwencjonalne zespoły wytwórcze wybrane do regulacji pierwotnej w stanie normalnym pracują niedociążone (kilka procent poniżej mocy osiągalnej) i w ten sposób tworzą odpowiednią rezerwę regulacyjną w SEE.

Z technicznego punktu widzenia FW mogą uczestniczyć w regulacji pierwotnej i wtórnej częstotliwości w sposób podobny jak elektrownie z konwencjonalnymi zespołami wytwórczymi. Warunkiem jednak jest, by pracowały z niedociążeniem tworząc wiatrową rezerwę regulacyjną.

W przypadku FW istotnym zagadnieniem technicznym jest optymalny rozdział rezerwy regulacyjnej między poszczególne EW wchodzące w skład farmy. Duże FW pracujące na sieci WN składają się z wielu EW rozlokowanych na obszernym terenie. Ze względu na rozległość terenu farmy i często zróżnicowaną jego topografię prędkość wiatru nie musi być jednakowa dla lokalizacji wszystkich EW. Z tego powodu rezerwa regulacyjna przypadająca na daną farmę  $\Delta P_{2\%}$  nie powinna być rozdzielona jednakowo na wszystkie zespoły wytwórcze. W publikacjach [10], [19] zaproponowano, by wewnątrz farmy rezerwę rozdzielać za pomocą współczynników wagowych proporcjonalnych do prędkości wiatru mierzonych przez układy pomiarowe poszczególnych EW. Wynika to z faktu, że przy większej prędkości wiatru turbina odzyskuje optymalną prędkość obrotową szybciej niż przy małej prędkości wiatru.

### Regulacja wtórna

Regulacja wtórna częstotliwości wykorzystująca konwencjonalne zespoły wytwórcze jest centralna [3], [4], [5]. Zespoły te (nazywane zespołami centralnie dysponowanymi) w stanie normalnym pracują z niedociążeniem tworząc rezerwę regulacji wtórnej. Po wystąpieniu zmian częstotliwości i/lub zmian mocy wymiany międzysystemowej centralny regulator wytwarza sygnał zmiany mocy wytwarzanej. Sygnał ten jest rozdzielany według współczynników  $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_N$  na sygnały dotyczące poszczególnych zespołów centralnie dysponowanych i jest przesyłany do ich regulatorów za pomocą urządzeń telekomunikacyjnych.

W przypadku FW sygnał zmiany mocy przesyłany z regulatora centralnego należy rozdzielić między poszczególne zespoły wytwórcze za pomocą metod optymalizacji. Przykłady takich metod można znaleźć np. w [21], zaś w [10] znajduje się obszerny przegląd literatury tematu.

## 6. Sytuacja w Polsce

Praca z niedociążeniem zapewniająca rezerwę regulacyjną dla regulacji częstotliwości wymaga (tak samo jak w przypadku konwencjonalnych zespołów wytwórczych) odpowiednich rekompensat finansowych za zyski utracone wskutek pracy w niedociążeniu. W dokumencie [22] znajdują się zapisy w których Operator Sieci Przesyłowej oferuje opłaty za usługi regulacyjne zarówno konwencjonalnych zespołów wytwórczych jak i FW. Dotychczas jednak żaden właściciel lub operator FW z tego nie korzystał. Rezerwa regulacyjna jest tworzona wyłącznie za pomocą konwencjonalnych zespołów wytwórczych. W miarę zwiększania udziału OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej sytuacja będzie musiała jednak być radykalnie zmieniona.

## 7. Podsumowanie

Ze względu na zmienność obciążenia i wytwarzania oraz możliwość powstawania awarii powodujących duże

zaburzenia bilansu mocy część zespołów wytwórczych w systemie elektroenergetycznym musi pracować w niedociążeniu tworząc rezerwę regulacyjną. Rezerwa ta jest wykorzystywana przez system regulacji częstotliwości. Odnawialne źródła energii, w tym elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne, zazwyczaj maksymalizują moc wytwarzaną, nie tworzą rezerwy regulacyjnej i nie uczestniczą w regulacji częstotliwości. Zadania te wykonują elektrownie konwencjonalne. Gdy udział odnawialnych źródeł energii jest mały w porównaniu do elektrowni konwencjonalnych sytuacja taka jest dopuszczalna. Gdy udział odnawialnych źródeł energii jest duży nie udaje się małą ilością źródeł konwencjonalnych zapewnić rezerwę regulacyjną wystarczającą dla bezpiecznej pracy SEE. Konieczne jest wtedy ograniczanie generacji wiatrowej i fotowoltaicznej. Przy dalszym zwiększaniu generacji odnawialnych źródeł energii konieczne stanie się wykorzystywanie do regulacji częstotliwości magazynów energii wielkiej skali oraz dużych FW pracujących na sieci wysokiego napięcia. W artykule opisano techniczne możliwości udziału generacji wiatrowej w regulacji częstotliwości w zakresie tworzenia WI oraz w regulacji pierwotnej częstotliwości. Odrębnym zagadnieniem, nie omawianym w tym artykule, są niezbędne działania legislacyjne dotyczące zasad udziału odnawialnych źródeł energii w regulacyjnych usługach systemowych.

### Skróty

EW - elektrownia wiatrowa  
 FW - farma wiatrowa  
 MPP - punkt mocy maksymalnej  
 MPPT - wyznaczenie punktów mocy maksymalnej  
 OZE - odnawialne źródła energii  
 PV - fotowoltaiczny  
 SEE - system elektroenergetyczny  
 WI - wirtualna inercja  
 WN - wysokie napięcie

**Autorzy:** prof. dr hab. inż. Jan Machowski, Politechnika Warszawska, E-mail: jan.machowski@pw.edu.pl; dr hab. inż. Sylwester Robak prof. uczelni, Politechnika Warszawska, E-mail: sylwester.robak@pw.edu.pl.

### LITERATURA

[1] Piotrowski P., Kopyt M., Baczyński D., Robak S., Gulczyński T.: Hybrid and Ensemble Methods of Two Days Ahead Forecasts of Electric Energy Production in a Small Wind Turbine. *Energies* 14(5) (2021), 1-25, doi: 10.3390/en14051225

[2] Saigustia C., Robak S.: Review of Potential Energy Storage in Abandoned Mines in Poland. *Energies* 14(19) (2021), 1-16, doi: 10.3390/en14196272

[3] Machowski J., Lubośny Z.: "Stabilność systemu elektroenergetycznego" PWN Warszawa 2018, ISBN 978-83-01-20006-0

[4] Machowski J., Z. Lubośny, Bialek J., Bumbly J.: "Power System Dynamics. Stability and Control". John Wiley & Sons, New York, Chichester 2020, ISBN 9781119526346

[5] Machowski J.: "Regulacja systemu elektroenergetycznego" Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2023, ISBN 978-83-8156-550-9

[6] ENTSO-E SPD TF Inertia, Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF), 16.12.2020, dostępne na: [https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/SOC%20documents/Inertia%20and%20RoCoF\\_v17\\_clean.pdf](https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/SOC%20documents/Inertia%20and%20RoCoF_v17_clean.pdf)

[7] Mehigan L., Dizar Al Kez, Sean Collins, Aoife Foley, Brian O Gallachoir, Paul Deane: "Renewables in the European power system and the impact on system rotational inertia" *Energy* 203 (2020) 117776

[8] Yingcheng X, Nengling T.: "Review of contribution to frequency control through variable speed wind turbine", *Renew Energy* 2011; 36(6):1671-7.

[9] Ana Fernández-Guillamón, Emilio Gómez-Lázaro, Eduard Muljadic, Ángel Molina-García: "Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time" *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 115 (2019) 109369

[10] Zhang Wen, Liangzhong Yao, Fan Cheng, Jian Xu, Beilin Mao, Rusi Chen: "A comprehensive review of wind power based power system frequency regulation", April 2023, *Frontiers in Energy* 17(5):611-634, DOI: 10.1007/s11708-023-0876-6

[11] J. F. Conroy and R. Watson, "Frequency Response Capability of Full Converter Wind Turbine Generators in Comparison to Conventional Generation," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 649-656, May 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.920197

[12] J. M. Mauricio, A. Marano, A. Gomez-Exposito and J. L. Martinez Ramos, "Frequency Regulation Contribution Through Variable-Speed Wind Energy Conversion Systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 173-180, Feb. 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2008.2009398

[13] Lennart Petersen, Per Hagen Nielsen, Germán C. Tarnowski, Torsten Lund: "Addressing Power Oscillations Damping Requirements for Wind Power Plants", 20th Wind Integration Workshop, Berlin, Germany & Virtually, 29-30 September 2021

[14] N. R. Ullah, T. Thiringer and D. Karlsson, "Temporary Primary Frequency Control Support by Variable Speed Wind Turbines— Potential and Applications," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 601-612, May 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.920076

[15] Yong Liu, Joe R. Gracia, Thomas J. King, Yilu Liu: "Frequency Regulation and Oscillation Damping Contributions of Variable-Speed Wind Generators in the U.S. Eastern Interconnection (EI)" *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, VOL. 6, NO. 3, JULY 2015

[16] X. Zhang, X. Zha, S. Yue and Y. Chen, "A Frequency Regulation Strategy for Wind Power Based on Limited Over-Speed De-Loading Curve Partitioning," in *IEEE Access*, vol. 6, pp. 22938-22951, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2825363

[17] Raoofsheibani, E. Abbasi and K. Pfeiffer, "Provision of primary control reserve by DFIG-based wind farms in compliance with ENTSO-E frequency grid codes", *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe, Istanbul, Turkey, 2014*, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISGTEurope.2014.7028810

[18] R. G. de Almeida, E. D. Castronuovo and J. A. P. Lopes, "Optimum generation control in wind parks when carrying out system operator requests" in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 718-725, May 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2005.861996

[19] Chang-Chien L R, Yin Y C.: "Strategies for operating wind power in a similar manner of conventional power plant" *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2009, 24(4): 926-934

[20] X. Lyu, Y. Jia and Z. Xu, "A Novel Control Strategy for Wind Farm Active Power Regulation Considering Wake Interaction" in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 2, pp. 618-628, April 2020, doi: 10.1109/TSTE.2019.2899087

[21] Li Guo, Yifei Ren, Zhongguan Wang, Xiang Zhu, Xunyang Wang, Xialin Li, Yixin Liu, Xiaodi Zang, and Chengshan Wang: "Double-Layer Feedback Control Method for Synchronized Frequency Regulation of PMSG-Based Wind Farm," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 12, no. 4, pp. 2423-2435, Oct. 2021, doi: 10.1109/TSTE.2021.3096724.

[22] "IRiESP Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi" Polskie Sieci Elektroenergetyczne PSE SA. [https://www.pse.pl/documents/20182/304683674/IRiESP-Bilansowanie\\_v1\\_0\\_tekst\\_jednolity\\_po\\_KA\\_CB\\_19\\_2018\\_od\\_29\\_10\\_2018.pdf](https://www.pse.pl/documents/20182/304683674/IRiESP-Bilansowanie_v1_0_tekst_jednolity_po_KA_CB_19_2018_od_29_10_2018.pdf)

[23] W. Bao, L. Ding, Y. C. Kang and L. Sun, "Closed-Loop Synthetic Inertia Control for Wind Turbine Generators in Association With Slightly Over-Speeded Deloading Operation," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 38, No. 6, Nov. 2023, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3224431