

## WYKORZYSTANIE FARM WIATROWYCH W SYSTEMOWEJ REGULACJI CZĘSTOTLIWOŚCI

Hubert BIAŁAS<sup>1</sup>, Ryszard PAWELEK<sup>2</sup>, Irena WASIAK<sup>3</sup>

Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki

1. tel.: 42 631 2593 e-mail: hubert.bialas@edu.p.lodz.pl
2. tel.: 42 631 2596 e-mail: ryszard.pawelek@p.lodz.pl
3. tel.: 42 631 2590 e-mail: irena.wasiak@p.lodz.pl

**Streszczenie:** Artykuł dotyczy możliwości wykorzystania farm wiatrowych w regulacji pierwotnej i wtórnej częstotliwości napięcia w systemie elektroenergetycznym. Zaprezentowano model systemu złożony z farmy wiatrowej, zastępczego generatora synchronicznego oraz obciążenia. Opracowano algorytm regulacji częstotliwości uwzględniający dwa etapy: regulację pierwotną z uwzględnieniem sztucznej inercji turbin wiatrowych oraz regulację wtórną dostępną na żądanie operatora. Przedstawiono wyniki badań symulacyjnych ilustrujące przebieg zmian częstotliwości w zależności od generacji farmy i ograniczeń operatora dla różnych scenariuszy pracy układu.

**Słowa kluczowe:** usługi systemowe, regulacja częstotliwości, wirtualna inercja, generacja rozproszona.

### 1. WSTĘP

Wzrost mocy odnawialnych źródeł energii (OZE) zainstalowanych w systemie elektroenergetycznym (SEE) zwiększa możliwości bilansowania, a tym samym całkowite bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Jednocześnie pełne wykorzystanie możliwości wytwórczych tych źródeł, powiększa obszar produkcji mocy, który można uznać za wyłączony spod kontroli centralnej w zakresie regulacji częstotliwości i napięcia. Utrzymanie wzrostu udziału OZE w bilansie mocy będzie wymuszać na operatorach konieczność zmiany sposobu sterowania pracą całego systemu i włączenia tych źródeł do usług regulacyjnych [1].

Utrzymanie wartości częstotliwości w zadanych granicach jest zagadnieniem systemowym i obecnie realizowane jest przez układy regulacyjne generatorów synchronicznych w dużych elektrowniach. Podstawowe procesy regulacyjne (tzw. regulacja pierwotna) jest wynikiem działania regulatorów prędkości obrotowej generatorów. Następne fazy regulacji (tj. regulacja wtórna i trójna) odbywają się w ramach układu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy (ARCM) i polegają na skoordynowanym oddziaływaniu na indywidualne regulatory wybranych jednostek wytwórczych.

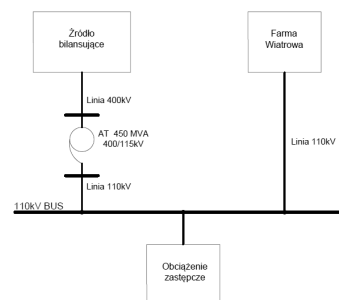
Zdolność poszczególnych źródeł do udziału w regulacji systemowej zależna jest od technologii wykorzystywanej do produkcji energii, tj. rodzaju energii pierwotnej, obecności elementów wirujących, sposobu wyprowadzenia mocy oraz struktury układów regulacji [2]. Obecnie za najbardziej obiecującą technologię OZE uznawane są farmy wiatrowe,

z uwagi na obecność elementów wirujących będących źródłem naturalnej odpowiedzi inercyjnej [3, 4].

Celem niniejszej publikacji jest analiza odpowiedzi farmy wiatrowej wyposażonej w regulatory mocy i częstotliwości na zmieniające się warunki pracy oraz ograniczenia operatora systemu. Analiza została przeprowadzona na podstawie badań symulacyjnych wykonanych w programie PSCAD [4] z wykorzystaniem oryginalnego modelu farmy wiatrowej współpracującej z SEE. W artykule opisano sposób modelowania farmy, z uwzględnieniem układów regulacyjnych. Przedstawiono przykładowe wyniki obliczeń symulacyjnych pokazujące reakcję farmy wiatrowej na wymuszenia i możliwość uczestniczenia farmy w systemowej regulacji częstotliwości.

### 2. BADANY UKŁAD

Schemat analizowanego układu pokazano na rysunku 1. Zawiera on trzy podstawowe elementy: farmę wiatrową o mocy osiągalnej 60 MW, źródło zastępcze odpowiadające za bilansowanie mocy oraz zastępcze obciążenie sieci.



Rys. 1. Schemat poglądowy badanego układu

Blok „Farma Wiatrowa” tworzy 30 elektrowni wiatrowych wyposażonych w generatory synchroniczne o mocy znamionowej 2 MW. Generatory przyłączono do wspólnej sieci o napięciu znamionowym 30 kV poprzez transformatory 0,4/30 kV. Farmę wiatrową przyłączono do sieci zewnętrznej linią kablową o napięciu 110 kV

W bloku „Źródło zastępcze” zamodelowano generator zastępczy o parametrach odpowiadających najczęściej występującemu w KSE dwubiegunowemu generatorowi GTHW-360. Generator jest połączony z siecią przez

transformator blokowy o mocy 426 MVA. Energia dostarczana jest do odbiorów za pomocą linii napowietrznej 400 kV, a następnie linią napowietrzną sieci rozdzielczej 110 kV.

Ostatni element układu stanowi obciążenie zastępcze z możliwością zmiany pobieranej mocy czynnej i biernej przy stałej wartości współczynnika mocy  $tg\phi$ .

### 3. MODEL UKŁADU

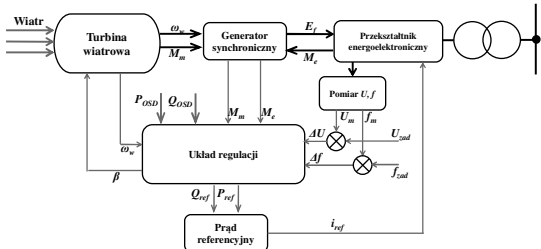
#### 3.1. Model farmy wiatrowej

Model badanego układu został utworzony w środowisku programu PSCAD™/EMTDC™, przy wykorzystaniu modułów pochodzących z biblioteki programu [4]. W modelu farmy wiatrowej uwzględniono poszczególne turbozespoły wiatrowe, łączącą je sieć kablową oraz główną stację zasilającą 110/30 kV z transformatorem o mocy znamionowej 63 MVA.

Ze względu na ograniczenia związane z liczbą węzłów obliczeniowych w modelu dokładnie odwzorowano tylko jeden turbozespół zwany turbozespołem referencyjnym [6].

Pozostałe turbozespoły zamodelowano w postaci sterowanych źródeł prądowych. Przy założeniu, że wszystkie turbozespoły farmy są tego samego typu co turbozespół referencyjny przyjęto, że prądy referencyjne źródeł odpowiadają prądom turbozespołu referencyjnego.

Model turbozespołu referencyjnego (rys. 2) zawiera następujące moduły główne: turbinę wiatrową, generator, układ przekształtnikowy oraz transformator. Odwzorowano w nim układy sterowania i regulacji przystosowane do pracy przy zmiennej częstotliwości i wartości skutecznej napięcia sieci zasilającej.



Rys. 2. Schemat modelu turbozespołu referencyjnego

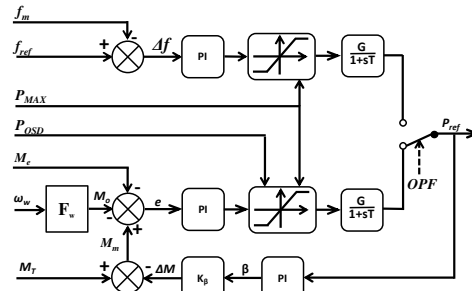
Turbinę wiatrową odwzorowano przy wykorzystaniu modułu „Wind Source”, który umożliwia programowanie zmiennych w czasie przebiegów wiatru o zróżnicowanym charakterze (podmuchy, turbulencje). Regulacja mocy turbiny realizowana jest za pomocą zmiany kąta natarcia łopaty.

Generator synchroniczny elektrowni wiatrowej jest połączony z siecią za pośrednictwem energoelektronicznego układu przetwarzania energii. W skład tego układu wchodzi: prostownik, układ stabilizacji napięcia oraz inwerter.

Sygnałami wejściowymi układu regulacji, zależnie od trybu pracy są:

- prędkość kątowna zespołu turbina-generator,
- wartości momentów mechanicznego i elektromagnetycznego dla pracy bez ograniczeń,
- zadane wartości mocy czynnej i biernej wynikające z ograniczeń operatora rozdzielane równomiernie na poszczególne turbozespoły,
- pomierzone uchyby częstotliwości i napięcia przy pracy w trybie regulacji częstotliwości i napięcia.

Sygnałami wyjściowymi z regulatora są kąt natarcia łopaty turbiny  $\beta$  oraz wartości referencyjne mocy czynnej  $P_{ref}$  i biernej  $Q_{ref}$ , jakie powinny być wprowadzona do sieci zasilającej przez inwerter PWM. Schemat układu regulacji mocy czynnej przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Układ regulacji mocy czynnej farmy wiatrowej

Podstawowy układ regulacji mocy czynnej turbozespołu, realizowany w trybie pracy normalnej, wynika z równania równowagi momentów [7].

$$J \frac{d\omega}{dt} = (M_m - M_0) - M_e \quad (1)$$

gdzie:  $J$  – moment bezwładności wirnika generatora i turbiny,  $\omega$  – elektryczna prędkość kątowna wirnika,  $M_m$  – moment napędowy mechaniczny,  $M_e$  – moment elektromagnetyczny,  $M_0$  – moment strat.

Blok  $F_\omega$  pozwala na uwzględnianie zależności momentu strat od prędkości kątownej generatora.

Po podaniu sygnału sterującego OPF układ regulacji przechodzi do pracy w trybie interwencyjnym (regulacja wtórna), w którym wartość wytwarzanej mocy czynnej wynika z odchylenia częstotliwości od wartości nominalnej.

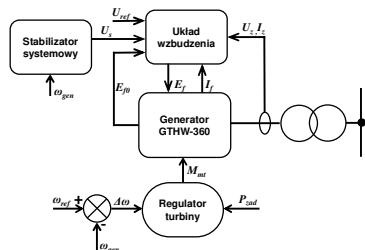
Procesy regulacji mocy czynnej lub częstotliwości realizowane są poprzez zmiany kąta natarcia łopaty turbin wiatrowych  $\beta$ . Działanie regulatora powoduje ograniczenie momentu mechanicznego turbiny  $M_t$  do wymaganej wartości  $M_m$ . Aktywacja układu regulacji kąta  $\beta$  następuje przy przekroczeniu ograniczeń wynikających z mocy maksymalnej turbiny  $P_{MAX}$  lub mocy  $P_{OSD}$  zadanej przez operatora. Moc maksymalna  $P_{MAX}$  odpowiada znamionowej prędkości obrotowej turbiny równej 2,3 rad/s, uzyskiwanej przy prędkości liniowej wiatru wynoszącej 13,5 m/s. Regulacja kąta  $\beta$  stanowi więc dodatkowe zabezpieczenie turbin wiatrowych przed przeciążeniami mechanicznymi mogącymi wystąpić w przypadku przekroczenia dopuszczalnej prędkości wiatru.

Inwerter turbozespołu referencyjnego pracuje jako źródło prądowe wprowadzając do sieci prądy fazowe zgodne z przebiegami referencyjnymi  $i_{ref}$  wyznaczonymi na podstawie sygnałów mocy  $P_{ref}$  i  $Q_{ref}$  z układów regulacji mocy czynnej i biernej.

#### 3.2. Model źródła zastępczego

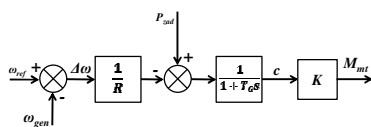
W badanym układzie elektrownia konwencjonalna z zastępczym generatorem synchronicznym stanowi element bilansujący moc i energię elektryczną. Model turbozespołu zbudowano wykorzystując moduły: „Synchronous Machine”, „Exciter”, „Power System Stabilizer” oraz „Steam Governor” z biblioteki programu. W modelu

turbozespołu uwzględniono regulator mocy sterujący dopływem pary do turbiny. W celu utrzymania stałej wartości napięcia na zaciskach generatora wykorzystano statyczny układ wzbudzenia. Dla ograniczenia oscylacji mocy wyjściowej generatora wykorzystano stabilizator systemowy oddziałujący na układ wzbudzenia zależnie od zmian prędkości obrotowej wału generatora. Schemat blokowy turbozespołu pokazano na rysunku 4.



Rys. 4. Schemat blokowy turbozespołu zastępczego

Schemat układu regulacji mocy turbiny pokazano na rysunku 5. Zmiana mocy wyjściowej i prędkości obrotowej turbiny realizowana jest przez regulator turbiny zgodnie z charakterystyką statyczną. Parametrami wejściowymi regulatora są punkt pracy ( $P_{zad}$ ) na charakterystyce  $P = f(f)$  oraz uchyb prędkości obrotowej liczony jako różnica pomiędzy prędkością obrotową referencyjną, a pomierzoną. Sygnałem wyjściowym jest względny stopień otwarcia zaworów dopływu pary  $c$ , przy czym  $c = 0$  odpowiada zaworom zamkniętym, a  $c = 1$  zaworom całkowicie otwartym. W układzie uwzględniono także korektę wzmocnienia odpowiedzi układu regulacji poprzez nastawę statyzmu  $R$ . Podstawowy element wykonawczy, jakim jest siłownik hydrauliczny, został odwzorowany jako człon inercyjny pierwszego rzędu.



Rys. 5. Układ regulacji turbiny parowej [8]

### 3.3. Model obciążenia

Model zastępczego obciążenia sieci zbudowano wykorzystując moduł „Fixed Load” z biblioteki programu PSCAD. Model ten pozwala na zdefiniowanie fazowego obciążenia węzła mocą czynną i bierną przy określonym napięciu sieci. Sumaryczne obciążenie węzła sieci jest wyznaczane na podstawie następujących równań:

$$P = P_0 \left( \frac{U}{U_0} \right)^{N_P} \cdot (1 + K_{PP} \cdot df) \quad (2)$$

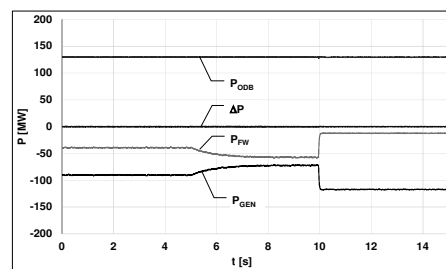
$$Q = Q_0 \left( \frac{U}{U_0} \right)^{N_Q} \cdot (1 + K_{QP} \cdot df) \quad (3)$$

gdzie:  $P_0, Q_0$  – realne obciążenie fazowe,  $U, U_N$  – napięcie pomierzone i znamionowe,  $N_P, N_Q, K_{PP}, K_{QP}$  – współczynniki.

## 4. BADANIA SYMULACYJNE

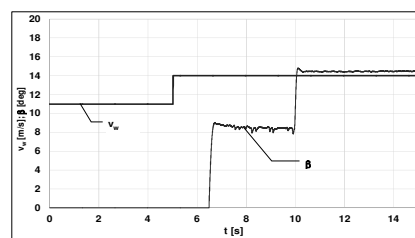
### 4.1. Reakcja układu na zmianę prędkości wiatru i wymuszenie operatora systemu dystrybucyjnego

Na rysunku 6 pokazano zmiany mocy czynnej w sieci wynikające ze zmiany prędkości wiatru i załączenia ograniczenia operatora.



Rys. 6. Zmiany mocy czynnej w układzie spowodowane zmianą prędkości wiatru i załączeniem ograniczeń operatora:  $P_{ODB}$  – moc czynna odbioru zastępczego,  $P_{FW}$  – moc czynna farmy wiatrowej,  $P_{GEN}$  – moc czynna generatora,  $\Delta P$  – straty mocy czynnej w sieci

Początkowo farma pracowała bez ograniczeń operatora z mocą 40 MW przy prędkości wiatru 11 m/s. Ponieważ prędkość wiatru była mniejsza od znamionowej układ regulacji kąta natarcia łopatek nie był aktywowany (kąt  $\beta = 0^\circ$  - rys. 7). W wyniku skokowej zmiany prędkości wiatru do 14 m/s, w 5. sekundzie symulacji (rys. 7) nastąpiło zwiększenie prędkości obrotowej wirnika turbiny do wartości aktywującej układ regulacji kąta natarcia łopatek. Zwiększenie momentu napędowego turbin wiatrowych spowodowało zwiększenie mocy czynnej wytwarzanej przez farmę do wartości znamionowej równej 60 MW (rys. 6) przy kącie natarcia łopatek  $\beta = 8,2^\circ$  (rys. 7).

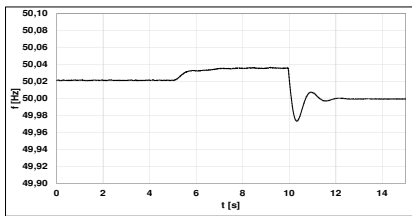


Rys. 7. Zmiany kąta natarcia łopatek na skutek zwiększenia prędkości wiatru i załączenia ograniczeń operatora

Zmiany mocy farmy wymusiły odpowiednie zmiany bilansujące generatora synchronicznego, a ich efektem był wzrost częstotliwości i jej ustabilizowanie na wyższym poziomie (50,038 Hz), zgodnie z charakterystyką statyczną generatora.

W 10. sekundzie wprowadzono żądanie redukcji mocy czynnej do poziomu 15 MW, co zostało zrealizowane poprzez zwiększenie kąta natarcia do  $\beta = 14,2^\circ$ . Wprowadzenie ograniczenia mocy farmy pozwoliło na uzyskanie punktu pracy systemu przy częstotliwości równej 50 Hz.

Przebieg zmian częstotliwości w punkcie przyłączenia odbiorców pokazano na rysunku 8.

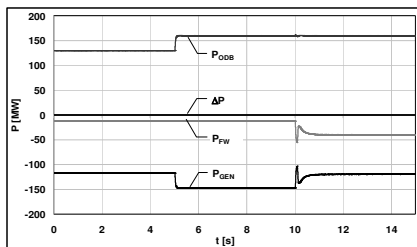


Rys. 8. Przebieg zmian częstotliwości spowodowanych zmianą prędkości wiatru i załączeniem ograniczeń operatora

#### 4.2. Udział farmy w regulacji częstotliwości

Udział farmy wiatrowej w regulacji częstotliwości wymaga utrzymania rezerwy mocy czynnej, co oznacza pracę przy obniżonej wartości mocy w stosunku do wartości możliwej do uzyskania w danych warunkach.

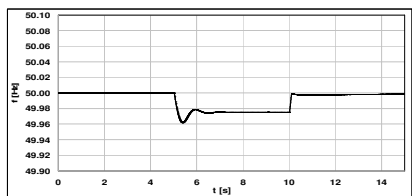
W badanym scenariuszu założono pracę farmy z mocą ograniczoną przez operatora do wartości 15 MW. W piątej sekundzie symulacji zwiększono obciążenie do 160 MW, co spowodowało zmianę mocy generatora zastępczego, zgodnie z bilansem mocy czynnej pokazanym na rysunku 9.



Rys. 9. Zmiany bilansu mocy czynnej w układzie spowodowane pracą farmy w trybie regulacji częstotliwości (oznaczenia jak na rys. 6)

Efektom wzrostu mocy było zmniejszenie częstotliwości do wartości 49,98 Hz. W 10. s symulacji w farmie załączono tryb pracy z regulacją częstotliwości. Działanie układu spowodowało zwiększenie mocy farmy do 40 MW i wzrost częstotliwości do wartości referencyjnej równej 50 Hz (rys. 10). Jednocześnie zmniejszeniu uległa moc generatora synchronicznego do wartości 115 MW.

Uzyskane wyniki potwierdziły skuteczność działania zastosowanego układu regulacji częstotliwości i mocy czynnej farmy wiatrowej.



Rys. 10. Przebieg zmian częstotliwości w węźle odbiorczym spowodowane pracą farmy w trybie regulacji częstotliwości

## 5. WNIOSKI KOŃCOWE

W artykule zaprezentowano model farmy wiatrowej przyłączonej do SEE, umożliwiający analizę możliwości uczestnictwa farmy wiatrowej w systemowej regulacji częstotliwości. Przedstawiono i omówiono wyniki symulacyjne dla różnych scenariuszy pracy farmy. Pokazano, że regulacyjne właściwości farm wiatrowych pozwalają operatorowi SEE na uwzględnienie ich w procesach regulacji częstotliwości, przy czym udział elektrowni wiatrowych w regulacji częstotliwości wymaga stworzenia rezerwy regulacyjnej mocy czynnej i eksploatacji farmy z mocą mniejszą od możliwej do uzyskania przy określonej wietrzności.

## 6. BIBLIOGRAFIA

1. Szablicki M., Rzepka P.: Analiza możliwości technicznych uczestnictwa źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych w usłudze systemowej regulacji częstotliwości i mocy, *Acta Energetica* nr 4/29 (2016).
2. Bonk L., Czarnecki B., Magulski R., Korpikiewicz J.: Możliwości świadczenia i zapotrzebowanie w KSE na usługi regulacyjne dostarczone przez generację wiatrową w Polsce, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Gdańsk 2016.
3. Klempe H., McCulloch C.B., Piekutowski M., Wong A.: Impact of High Wind Generation Penetration on Frequency Control, University of Tasmania, 2010
4. Lubośny Z.: Wind Power Plants Influence on Electric Power System, *Automatyka-Elektryka-Zakłócenia*, vol 7, nr 4(26) 12.2016.
5. PSCAD – Power Systems Computer Aided Design. User's Guide on the Use of PSCAD, Winnipeg, Manitoba, Canada, 2003.
6. Pawełek R., Terlecki B., Anuszczyk J., Model symulacyjny parku wiatrowego, *Przegląd Elektrotechniczny*, nr 3/2017, 223-227.
7. Bao Yu-Quing, Li Yang: „On deloading control strategies of wind generators for system frequency regulation”, *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2015; 25:623-635.
8. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego, Oficyna Wydawnicza PW, Warszawa 2007.

## USING WIND FARMS IN SYSTEM FREQUENCY REGULATION

The presented article concerns the possibility of using wind farms in frequency regulation in the power system. In the research, a system model composed of wind farm, equivalent synchronous generator and load was used, built in the environment of the PSCAD. The applied frequency control algorithm consist of two stages: primary control allowing to limit dynamic phenomena in the system through use the artificial inertia of wind turbines and secondary regulation available at the request of the system operator. The presented research results illustrate frequency changes depending on the farm's generation and limitations of the distribution system operator for various wind farm participation scenarios in the system frequency regulation taking into account changes in system load and available wind energy.

**Keywords:** ancillary services, frequency regulation, synthetic inertia, distributed generation.