



**INSTYTUT ENERGETYKI**

Instytut Badawczy

**ODDZIAŁ GDAŃSK**

**Zakład Strategii i Rozwoju Systemu**

ul. Mikołaja Reja 27 80-870 Gdańsk tel. (+48 58) 349-82-00 fax (+48 58) 341-76-85

KRS 0000088963 PN-EN ISO 9001:2009 Certyfikat 368/7/2015 w PCBC S.A.

Nr ewidencyjny: OG/33/16  
Nr wydania: 1  
Nr zadania: OGS-326/15  
Nr egzemplarza: 1

*MOŻLIWOŚCI ŚWIADCZENIA I ZAPOTRZEBOWANIE W KSE NA  
USŁUGI REGULACYJNE DOSTARCZONE PRZEZ GENERACJĘ  
WIATROWĄ W POLSCE*

*Wersja skrócona opracowania*

Autorzy: mgr inż. Leszek Bronk  
mgr inż. Bogdan Czarnecki  
mgr inż. Rafał Magulski  
mgr inż. Jarosław Korpikiewicz

Sprawdzono  
pod względem formalnym: mgr inż. Leszek Bronk

Zatwierdzono  
pod względem  
merytorycznym: mgr inż. Bogdan Czarnecki

Akceptacja  
przez kierownika zakładu: mgr inż. Bogdan Czarnecki

Koreferat oraz współpraca: prof. dr hab. inż. Piotr Kacejko  
Politechnika Lubelska Wydział Elektrotechniki i Informatyki

**Gdańsk, 2016**

## SPIS TREŚCI

<b>1. Założenia i wprowadzenie .....</b>	<b>5</b>
<b>2. Podsumowanie zarządcze .....</b>	<b>7</b>
<b>3. Techniczne możliwości świadczenia usług systemowych przez farmy wiatrowe .....</b>	<b>16</b>
3.1. Regulacja pierwotna (Frequency Containment Reserve - FCR).....	16
3.1.1. Charakterystyki techniczne (wg IRiESP) .....	16
3.1.2. Możliwości regulacyjne turbin wiatrowych (wg ankiet producentów turbin)....	16
3.2. Regulacja wtórna (Frequency Restoration Reserves - FRR) .....	19
3.2.1. Charakterystyki techniczne usługi .....	19
3.2.2. Możliwości regulacyjne turbin wiatrowych.....	20
3.3. Regulacja napięcia i mocy biernej .....	23
3.3.1. Charakterystyki techniczne .....	23
3.3.2. Możliwości regulacyjne turbin wiatrowych.....	24
3.4. Możliwości regulacyjne turbin wiatrowych nie zdefiniowane w IRiESP .....	28
3.4.1. Szybka odpowiedź na zmianę częstotliwości (Fast Frequency Response).....	28
3.4.2. Fast Reactive Current injection.....	31
3.5. Podsumowanie .....	31
<b>4. Zapotrzebowanie KSE na usługi regulacyjne z farm wiatrowych w Polsce.....</b>	<b>34</b>
4.1. Potencjał świadczenia usług regulacyjnych przez farmy wiatrowe w Polsce ....	34
4.2. Wykorzystanie generacji wiatrowej do regulacja napięcia i mocy biernej.....	35
4.3. Wykorzystanie generacji wiatrowej do regulacja mocy czynnej i częstotliwości.....	37
<b>5. Założenie techniczne uczestniczenia w regulacji wtórnej przez farmy wiatrowe .....</b>	<b>40</b>
5.1. Planowanie pracy KSE na dobę następną .....	40
5.2. Prowadzenie ruchu KSE .....	42
5.3. Koszty świadczenia usług regulacyjnych przez parki wiatrowe.....	45
5.3.1. Koszty inwestycyjne .....	46
5.3.2. Koszty eksploatacyjne .....	47
5.3.3. Pozostałe koszty.....	47
<b>6. Symulacje zapotrzebowania na regulację wtórną mocy czynnej dla roku 2020.....</b>	<b>49</b>
6.1. Założenia do przeprowadzenia symulacji .....	49
6.1.1. Metodyka prowadzonych symulacji obliczeniowych.....	49
6.1.2. Dane wejściowe .....	49
6.2. Wyniki symulacji .....	53
6.2.1. Charakterystyki pracy KSE w roku 2020 .....	53
6.2.2. Wariant alokacji rezerwy wtórnej wyłącznie na JWCD .....	54
6.2.3. Wariant alokacji rezerwy wtórnej w dolinie obciążenia na JWCD oraz źródłach wiatrowych.....	57
6.2.4. Porównanie wariantów alokacji rezerwy wtórnej.....	60
<b>7. Możliwości uczestniczenia farm wiatrowych w rynku usług systemowych w Polsce</b>	<b>62</b>
7.1. Warunki uczestnictwa w Rynku Bilansującym .....	62
7.2. Rozliczenie za świadczenie usługi regulacja wtórna .....	63
7.3. Rozliczenia za udział w regulacji napięcia i mocy biernej .....	64

## SPIS RYSUNKÓW

Rysunek 3.1	Symetryczna charakterystyka statyczna .....	17
Rysunek 3.2	Charakterystyka regulacji napięcia regulatora farmy wiatrowej .....	25
Rysunek 3.3	Krzywa PQ siłowni wiatrowej DFIG[11]. Kolor granatowy – w każdym z punktów w granicach obszaru siłownia może pracować w sposób ciągły, czerwony – odniesienie do wartości współczynnika mocy 0,95 .....	27
Rysunek 3.4	Wykorzystanie właściwości turbin wiatrowych typu DFIG do świadczenia usługi w zakresie szybkiej rezerwy częstotliwościowej [12].....	30
Rysunek 4.1	Plan rozwoju sieci przesyłowej do roku 2025 [15] .....	36
Rysunek 4.2	Dobowy profil generacji oraz możliwości regulacyjne JWCD - ograniczenie mocy z generacji wiatrowej.....	37
Rysunek 4.3	Dobowy profil generacji oraz możliwości regulacyjne JWCD - udział generacji wiatrowej w regulacji wtórnej.....	38
Rysunek 5.1	Planowanie alokacji rezerwy wtórnej pomiędzy jednostki JWCD i GW .....	41
Rysunek 5.2	Wykorzystanie rezerwy wtórnej w kierunku zmniejszania generacji alokowanej na GW .....	42
Rysunek 6.1	Skumulowane prawdopodobieństwo rocznego zużycia energii w KSE w roku 2020 .....	53
Rysunek 6.2	Skumulowane prawdopodobieństwo rocznej produkcji energii przez generację wiatrową przy założonej mocy zainstalowanej źródeł wiatrowych $P_{INST} = 6800$ MW .....	54
Rysunek 6.3	Wykres uporządkowany ograniczeń produkcji źródeł wiatrowych w warunkach braku alokacji rezerwy wtórnej na GW (prewencyjnego ograniczania mocy generacji wiatrowej) .....	55
Rysunek 6.4	Wykres uporządkowany godzin, w których wymagane będzie uruchomienie dodatkowych mocy alokowanych na JWCD w szczycie krzywej obciążenia .....	55
Rysunek 6.5	Skumulowane prawdopodobieństwo ograniczenia pracy generacji wiatrowej wynikające z bilansowania systemu w trybie alokacji rezerwy wtórnej w dolinie krzywej obciążenia na JWCD.....	56
Rysunek 6.6	Miesięczna zmienność ograniczeń produkcji źródeł wiatrowych w trybie alokacji rezerwy wtórnej w dolinie krzywej obciążenia na JWCD .....	57
Rysunek 6.7	Wykres uporządkowany wykorzystania przez JWCD pasma regulacji wtórnej alokowanego w dolinie krzywej obciążenia na źródłach wiatrowych oraz ograniczenia pracy generacji wiatrowej wynikające z bilansowania systemu .....	58
Rysunek 6.8	Wykres uporządkowany dodatkowych uruchomień JWCD w szczycie krzywej obciążenia w celu bilansowania systemu w trybie alokacji rezerwy wtórnej w dolinie krzywej obciążenia na źródłach wiatrowych .....	58
Rysunek 6.9	Skumulowane prawdopodobieństwo ograniczenia pracy generacji wiatrowej wynikające z bilansowania systemu w trybie alokacji rezerwy wtórnej w dolinie krzywej obciążenia na źródłach wiatrowych .....	59
Rysunek 6.10	Miesięczna zmienność ograniczeń produkcji źródeł wiatrowych w trybie alokacji rezerwy wtórnej w dolinie krzywej obciążenia na źródłach wiatrowych.....	60
Rysunek 6.11	Porównanie rocznej produkcji utraconej na skutek ograniczania mocy generacji wiatrowej ze względu na bilansowanie systemu.....	61

## SPIS TABEL

Tabela 2.1	Firmy wspierające wykonanie projektu.....	7
Tabela 2.2	Liczba zainstalowanych turbin wiatrowych w KSE oraz ich moc zainstalowana na podstawie ankiet pozyskanych od producentów siłowni.....	7
Tabela 2.3	Specyfikacja usług regulacyjnych które mogą być świadczone przez farmy wiatrowe .....	8
Tabela 2.4	Specyfikacja dodatkowych funkcjonalności turbin wiatrowych, które mogły by być traktowane jako usługi regulacyjne.....	9
Tabela 2.5	Porównanie efektów alokacji rezerwy wtórnej na JWCD i GW .....	13
Tabela 3.1	Wymagania dotyczące urządzeń do regulacji pierwotnej w jednostkach wytwórczych .....	16
Tabela 3.2	Porównanie wymagań dla JWCD świadczących usługi w zakresie rezerwy pierwotnej z możliwościami farm wiatrowych .....	18
Tabela 3.3	Możliwości regulacyjne farm wiatrowych w zakresie równoczesnego świadczenia rezerwy pierwotnej i wtórnej .....	19
Tabela 3.4	Wymagania dla jednostek wytwórczych dla współpracy z regulatorem centralnym LFC .....	19
Tabela 3.5	Możliwość redukcji mocy czynnej farm wiatrowych o zadaną wartość (active power delta control mode) .....	20
Tabela 3.6	Porównanie wymagań na podstawie IRiESP dla jednostek wytwórczych świadczących usługi w zakresie rezerwy wtórnej do możliwości farm wiatrowych .....	21
Tabela 3.7	Możliwości regulacyjne farm wiatrowych w zakresie zmian mocy czynnej .....	21
Tabela 3.8	Możliwości kontroli szybkości zmian mocy czynnej generacji wiatrowej .....	21
Tabela 3.9	Zdolność farm wiatrowych do wyznaczenia maksymalnej możliwej produkcji na podstawie bieżących parametrów meteo .....	21
Tabela 3.10	Wymagania dotyczące układów ARNE w regulacji napięcia i mocy biernej .....	23
Tabela 3.11	Możliwości farm wiatrowych w zakresie komunikacji i sterowania w celu świadczenia usługi regulacji napięcia i mocy biernej.....	25
Tabela 3.12	Możliwości regulacyjne turbin wiatrowych w świadczenia usługi regulacji napięcia i mocy biernej.....	26
Tabela 3.13	Zdolność do generacji mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej.....	27
Tabela 3.14	Techniczne możliwości świadczenia usługi w zakresie szybkiej rezerwy częstotliwościowej przez siłownie wiatrowe.....	30
Tabela 3.15	Techniczne możliwości generacji prądu biernego przez turbiny wiatrowe.....	31
Tabela 3.16	Specyfikacja usług regulacyjnych które mogą być świadczone przez farmy wiatrowe .....	32
Tabela 3.17	Specyfikacja dodatkowych funkcjonalności turbin wiatrowych które mogły by być traktowane jako usługi regulacyjne.....	33
Tabela 4.1	Liczba zainstalowanych turbin wiatrowych w KSE oraz ich moc zainstalowana na podstawie ankiet pozyskanych od producentów siłowni.....	34
Tabela 6.1	Prognozy maksymalnego i minimalnego krajowego zapotrzebowania na moc w okresie letnim i zimowym dla roku 2020.....	50
Tabela 6.2	Potencjalna moc generacji wiatrowej do 2020 roku.....	50
Tabela 6.3	Porównanie efektów alokacji rezerwy wtórnej na JWCD i EW, moc zainstalowana GW 6800 MW .....	61

## 1. Założenia i wprowadzenie

Niniejsze opracowanie zostało wykonane w ramach umowy nr OGS - 1326/15 z dn. 17-06-2015 dotyczącej pracy pt. „Możliwości świadczenia i zapotrzebowanie w KSE na usługi regulacyjne dostarczane przez generację wiatrową w Polsce”.

Praca składa się z dwóch etapów:

Etap I: Ocena możliwości regulacyjnych wybranej reprezentatywnej grupy farm wiatrowych.

Etap II: Ocena obecnego i przyszłego zapotrzebowania w KSE na usługi regulacyjne.

W ramach projektu została przeprowadzona kwerenda pośród pięciu producentów turbin wiatrowych oraz pięciu operatorów elektrowni wiatrowych, które miały na celu ocenę technicznych możliwości świadczenia przez elektrownie wiatrowe usług regulacyjnych oraz zakres wykorzystania możliwości regulacyjnych elektrowni wiatrowych przez OSP i OSD.

Spośród ankietowanych producentów turbin wiatrowych pozyskano parametry dotyczące 12 typów siłowni z następującymi generatorami:

- z generatorem asynchronicznym typu DFIG z przekształtnikiem w obwodzie wirnika (DFIG - Double Fed Induction Generator);
- z generatorem synchronicznym z wyprowadzeniem pełnej mocy przez przekształtnik.

W oparciu o analizę zebranych danych wytypowano usługi regulacyjne, które mogłyby być świadczone przez elektrownie wiatrowe oraz przeprowadzono symulacje mające na celu ilościową ocenę zapotrzebowania na tego typu usługi w roku 2020.

### Wybrane stosowane w opracowaniu skróty:

ARNE	Automatyczna Regulacja Napięcia Elektrowni
ARST	Automatyczna Regulacja Stacji Transformatorowej
BPP	Bieżący Punkt Pracy
ENSTO-E	Europejska sieć operatorów systemów przesyłowych energii elektrycznej ( <i>ang. European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> )
ESP	Elektrownie szczytowo-pompowe
GW	Generacja wiatrowa
KDM	Krajowa Dyspozycja Mocy
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
JG <sub>OSP</sub> a	Jednostka grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego aktywna
JG <sub>Wa</sub>	Jednostka grafikowa wytwórcza aktywna
JWCD	Jednostka grafikowa centralnie dysponowana
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LD, LS, ZS, ZD	Podstawowe modele zapotrzebowania KSE (lato dolina, lato szczyt, zima szczyt, zima dolina)
LFC	Load Frequency Control – System automatycznej regulacji częstotliwości i mocy
NN	Najwyższe napięcie: 220 kV, 400 kV
WN	Wysokie napięcie: 110 kV
ODM	Obszarowa Dyspozycja Mocy
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	Odnawialne źródła energii
RB	Rynek bilansujący

PSE	PSE SA.
RUS	Regulacyjna Usługa Systemowa
SEE	System elektroenergetyczny
SOWE	System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami
TGE	Towarowa Giełda Energii
URE	Urząd Regulacji Energetyki
URST	Układ regulacji napięcia i mocy biernej dla farm wiatrowych
WIRE	System Wymiany Informacji Rynku Energii

## 2. Podsumowanie zarządcze

Projekt został wykonany przy współpracy z producentami turbin wiatrowych oraz z wybranymi operatorami farm wiatrowych na terenie Polski.

Tabela 2.1 Firmy wspierające wykonanie projektu

Nr	Nazwa	Opis
1	Vortex Energy polska sp. z o.o.	Farma wiatrowa
2	EDP Renewables	Farma wiatrowa
3	Eko Energy sp. z o.o.	Farma wiatrowa
4	ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.	Farma wiatrowa
5	GE Central and Eastern Europe	Producent turbin
6	Nordex Polska Sp. z o. o.	Producent turbin
7	Novenergia Poland Sp. Z o.o.	Farma wiatrowa
8	RWE Renewables Polska Sp. z o.o.	Farma wiatrowa
9	Senvion Polska Sp. z o.o.	Producent turbin
10	Siemens Sp. z o.o.	Producent turbin
11	VESTAS Poland	Producent turbin
12	Wento	Fundusz inwestycyjny
13	WSB Parki Wiatrowe Sp. z o.o.	Farma wiatrowa

Tabela 2.2 Liczba zainstalowanych turbin wiatrowych w KSE oraz ich moc zainstalowana na podstawie ankiet pozyskanych od producentów siłowni

Wyszczególnienie	Producenci turbin wiatrowych					Łącznie
	1	2	3	4	5	
Liczba zainstalowanych turbin w KSE	b.d.	7	168	600	55	<b>830</b>
Suma mocy zainstalowanej, [MW]	b.d.	16.8	347.2	1200	130	<b>1694</b>

Spośród ankietowanych producentów turbin wiatrowych pozyskano parametry dotyczące 12 typów siłowni z następującymi generatorami:

- z generatorem asynchronicznym typu DFIG z przekształtnikiem w obwodzie wirnika (DFIG - Double Fed Induction Generator);
- z generatorem synchronicznym z wyprowadzeniem pełnej mocy przez przekształtnik.

### Możliwości techniczne świadczenia usług regulacyjnych przez GW

Spośród skatalogowanych w IRiESP usług regulacyjnych, turbiny wiatrowe oraz grupy turbin zagregowanych w ramach elektrowni (farm) wiatrowych spełniają wymagania techniczne stawiane:

1. Regulacji pierwotnej częstotliwości (Frequency Containment Reserve - FCR). Usługa jest aktywowana autonomicznie przez jednostki wytwórcze w zależności od zmiany częstotliwości sieciowej mierzonej lokalnie.

2. Regulacji wtórnej częstotliwości i mocy czynnej (Frequency Restoration Reserves - FRR). Usługa aktywowana przez OSP za pomocą centralnego regulatora.
3. Regulacji trójnej (Replacement Reserves - RR). Usługa aktywowana przez OSP za pomocą narzędzi komunikacyjnych Rynku Bilansującego – systemy SOWE i WIRE.
4. Regulacji napięcia i mocy biernej. Usługa aktywowana przez OSP przez przekazanie wartości zadanych napięcia do systemu ARNE, w które muszą być wyposażone wszystkie JWCD.

Oprócz tego turbiny wiatrowe mogą być wyposażone w dodatkowe urządzenia, przez co mogą oferować funkcjonalności, które nie są skatalogowane, jako usługi regulacyjne, ale mogą być wykorzystywane dla poprawy bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE:

1. Szybka odpowiedź na zmianę częstotliwości (Fast Frequency Response).
2. Szybka generacja prądu biernego (Fast Reactive Current injection).
3. Regulacja napięcia i mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej.

Poniżej zestawiono charakterystyki usług możliwych do świadczenia przez GW.

Tabela 2.3 Specyfikacja usług regulacyjnych które mogą być świadczone przez farmy wiatrowe

Usługa	Możliwości świadczenia usług przez farmy wiatrowe
Regulacja pierwotna	<p>Możliwości techniczne farm wiatrowych pozwalają na świadczenie symetrycznej rezerwy pierwotnej, przy czym IRIESP wymaga od GW zdolności tylko w paśmie redukcyjnym mocy (przy wzroście częstotliwości). Różnica w stosunku do JWCD polega na nastawach strefy nieczułości statyzmu generatora. W przypadku JWCD jest ona niewielka i generator pracuje w trybie regulacji częstotliwości, podczas gdy EW, z większą strefą nieczułości zmniejszają moc w trybie obrony KSE.</p> <p>Zgodnie z informacjami uzyskanymi od producentów turbin, nie ma barier technicznych uniemożliwiających świadczenie usługi w symetrycznym (-/+ ) paśmie regulacyjnym. Turbiny/farmy wiatrowe w większości są technicznie przystosowane do równoczesnej regulacji mocy w funkcji częstotliwości i redukcji mocy o zadaną wartość (vide regulacja wtórna). Turbiny/farmy wiatrowe posiadają możliwość zaniżenia mocy oddawanej do sieci w stosunku do aktualnych warunków meteorologicznych z równocześnie aktywnym trybem regulacji związanym z częstotliwością, pozwalającym zarówno na dodatkowe zmniejszanie jak i zwiększanie mocy farmy (do poziomu wynikającego z aktualnych warunków meteorologicznych) - stosownie do zmian częstotliwości w sieci.</p>
Regulacja wtórna	<p>Możliwości techniczne turbin wiatrowych dotyczące m.in. zakresu i gradientu zmian mocy czynnej pozwalają na świadczenie usługi w zakresie rezerwy wtórnej. Technicznie turbiny wiatrowe są przystosowane do zaniżania mocy oddawanej do sieci o zadaną wartość lub utrzymywania mocy oddawanej do sieci na poziomie nie większym od zadanej wartości. W zależności od producenta turbiny, istnieje możliwość obniżenia mocy oddawanej do sieci bezpośrednio na turbinie wiatrowej lub poprzez system SCADA dla całej farmy wiatrowej.</p> <p>Wykorzystanie generacji wiatrowej do świadczenia usługi rezerwy wtórnej wymagałoby modyfikacji, tj. wprowadzenia usługi rezerwy wtórnej niesymetrycznej, oferowanej wyłącznie z pasmem regulacji mocy w dół. Pozwoliłoby to na obniżenie kosztów świadczenia usługi (produkcja utracona tylko w momencie wykorzystywania usługi).</p> <p>Systemy informatyczne funkcjonujące na farmach wiatrowych umożliwią wyznaczenie maksymalnej produkcji możliwej do osiągnięcia w chwilowych warunkach atmosferycznych. Estymacja maksymalnej możliwej produkcji może obarczona błędem (5%-10%Pn wg. Deklaracji producentów turbin). Stanowi to wyzwanie przy wyznaczaniu korzyści utraconych właściciela farmy z tytułu świadczenia usługi regulacji wtórnej dla celów ewentualnej odpłatności za świadczoną usługę. Zagadnienia związane z wyznaczeniem błędów estymacji maksymalnej możliwej w danych warunkach produkcji EW powinno być objęte standaryzowanym zestawem testów zaaprobowanym przez OSP i Regulatora.</p>



Usługa	Możliwości świadczenia usług przez farmy wiatrowe
Regulacja trójna	Możliwości techniczne turbin wiatrowych dotyczące m.in. zakresu i gradientu zmian mocy czynnej pozwalają na świadczenie usługi w zakresie rezerwy trójnej. Uwzględniając zmienność i błędy prognoz generacji wiatrowej, farmy wiatrowe musiałyby składać na RB oferty redukcyjne obciążone poziomem ufności.
Regulacja napięcia i mocy biernej	<p>Farmy wiatrowe spełniają techniczne wymagania i mogą być wykorzystywane do regulacji napięcia i mocy biernej. Potwierdzeniem tych możliwości jest obecnie prowadzona praktyka operatorów systemu, którzy coraz częściej z powodu problemów z dotrzymaniem parametrów napięcia w sieci wykorzystują możliwości farm wiatrowych w tym zakresie.</p> <p>W przypadku elektrowni konwencjonalnych świadczenie usługi regulacji napięcia i mocy biernej na rzecz Operatora jest płatne. Zakres regulacji mocy biernej jest określany indywidualnie dla każdej jednostki w uzgodnieniu z OSP. Przedmiotem zakupu jest udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej polegający na pracy jednostki z załączonym układem ARNE na polecenie OSP. Cena za usługę jest kalkulowana na podstawie kosztów eksploatacyjnych układów ARNE.</p> <p>Zapisy instrukcji ruchu OSP wymagają udostępnienia w zależności od potrzeb Operatora całej dostępnej mocy biernej wynikającej z możliwości technicznych farmy wiatrowej. Taki zapis ma uzasadnienie tylko w przypadkach, kiedy generacja źródeł przyłączonych do sieci dystrybucyjnej powoduje obniżenie jakości dostaw energii do odbiorców. Dodatkowo FW o mocy <math>\geq 50</math> MW przyłączone do stacji sieci przesyłowej muszą posiadać system zdalnego sterowania napięciem i mocą bierną zarówno w trybie autonomicznym jak i we współpracy z nadrzędnym układem regulacji. Ostatnie wymaganie bez odpłatności za świadczenie usługi świadczy o nierównoprawnym traktowaniu JWCD i EW. Farma wiatrowa wyposażona w automatykę regulacyjną, z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego i nadrzędnego układu regulacji ARNE-ARST (jeśli oba układy są skoordynowane) stanowi zasób regulacyjny napięcia i mocy biernej identyczny jak JWCD.</p>

Tabela 2.4 Specyfikacja dodatkowych funkcjonalności turbin wiatrowych, które mogły by być traktowane jako usługi regulacyjne

Funkcjonalność	Opis techniczny
Szybka odpowiedź na zmianę częstotliwości (Fast Frequency Response)	<p>Jedną z cech turbin wiatrowych wyposażonych w przekształtnik dla wyprowadzenia mocy, jest możliwość niemal natychmiastowej zmiany mocy oddawanej do systemu, nawet większej niż to wynika z aktualnych warunków wietrzności kosztem zmniejszenia prędkości obrotowej wirnika (tzw. sztuczna inercja). Właściwość ta umożliwi generacji wiatrowej potencjalne świadczenie usług w zakresie szybkiej rezerwy częstotliwości.</p> <p>Ponieważ inercja jest naturalną cechą generatorów synchronicznych, OSP nie zdefiniował jej jako usługi systemowej świadczonej odpłatnie. W przypadku systemów wyprowadzenia mocy przez przekształtnik (turbin wiatrowe) inercja wymaga specjalnego zaimplementowania i pociąga za sobą dodatkowe koszty. W przyszłości wzrost mocy zainstalowanej źródeł rozproszonych (m. in. farm wiatrowych, fotowoltaiki) oraz rozwój energetyki prosumenckiej może przyczynić się do zwiększenia ryzyka zagrożenia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii m.in. w zakresie bilansowania mocy czynnej, w szczególności na obszarach z dużym udziałem energetyki rozproszonej. Rozwój generacji rozproszonej przyczyni się do zmniejszenia udziału generatorów synchronicznych w strukturze pokrywania zapotrzebowania na moc w KSE, co może stwarzać problemy w zapewnieniu dostatecznej sztywności systemu elektroenergetycznego. Dlatego w przyszłości może zaistnieć zapotrzebowanie na tego typu usługę.</p>
Szybka generacja prądu biernego (Fast Reactive Current injection)	<p>Turbiny wiatrowe charakteryzują się możliwościami generowania prądu biernego z szybkim czasem reakcji rzędu 40-50 milisekund.</p> <p>Obowiązujące instrukcje operatorskie wymagają, aby farma wiatrowa była przystosowana do utrzymania się w pracy w przypadku wystąpienia zwarć w sieci, skutkujących obniżeniem się napięcia w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej. Wg opracowywanych kodeksów sieciowych przez ENSTO-E siłownie wiatrowe o mocy od 1 MW powinny nie tylko przetrwać stan zwarć w sieci, ale także wspomóc pracę sieci poprzez szybką generację mocy biernej. Po przyjęciu zapisów kodeksu sieciowego przez KE wymagania te będą obligatoryjne dla jednostek wiatrowych przyłączanych do sieci.</p>

Funkcjonalność	Opis techniczny
Regulacja napięcia i mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej	<p>Producenci turbin deklarują, że ich urządzenia są fabrycznie lub mogą być opcjonalnie wyposażone w urządzenia umożliwiające generację mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej.</p> <p>Większość ankietowanych producentów energii elektrycznej deklarowała zdolność generacji mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej. Zakres oraz jakość regulacji jest uzależniona od zainstalowanych na farmie urządzeń.</p>

Znakomita większość usług regulacyjnych świadczonych na rzecz OSP, w tym wszystkie wymienione powyżej, są aktywowane i rozliczane w ramach mechanizmów funkcjonowania Rynku Bilansującego. Ich dostawcami są wytwórcy energii będący uczestnikami Rynku Bilansującego. Poza rynkiem bilansującym uruchamiane są jedynie usługi które nie mogą być świadczone przez generację wiatrową: GWS (usługa dyspozycyjności jednostek wytwórczych nJWCD) polegająca na zwiększaniu generacji na żądanie OSP oraz usługa DSR (w szczególności odpowiedź strony popytowej – odbiorców którzy nie muszą być uczestnikami Rynku Bilansującego) polegająca na zmniejszaniu zapotrzebowania na moc na żądanie OSP.

### Udział generacji wiatrowej w regulacji mocy czynnej

Ograniczanie mocy jednostek nJWCD w dolinie może wynikać z konieczności utrzymania minimalnej wymaganej liczby pracujących JWCD i równoczesne zapewnienie pasma regulacji mocy czynnej w kierunku zmniejszania generacji (JWCD pracujące z mocą powyżej minimum technicznego).

Rezerwa wirująca w kierunku zmniejszenia generacji jest niezbędna dla niezawodnego prowadzenia ruchu sieci, ale nie jest tożsama ze zmniejszaniem generacji jednostek wytwórczych świadczących tą usługę. Jest to rodzaj „opcji”, którą OSP może wykorzystać, jeżeli znajdzie taka potrzeba<sup>1</sup>. OSP zamiast alokacji na JWCD rezerwy w kierunku zmniejszania generacji w dolinie, mógł by ją częściowo alokować na nJWCD.

Korzyści takiego rozwiązania są następujące:

1. Pozwoliłoby to ono na uniknięcie prewencyjnych redukcji mocy nJWCD w warunkach, gdy obciążenie do pokrycia przez JWCD w dolinie (powiększone o rezerwę w kierunku zmniejszania generacji) jest mniejsze od minimalnego wymaganego poziomu generacji JWCD wymuszonego bezpieczeństwem pracy KSE. Rezerwa wtórna alokowana na jednostkach nJWCD (w odróżnieniu od prewencyjnego redukowania mocy) powoduje że ewentualne ograniczanie mocy FW byłoby ściśle związane z chwilowymi warunkami pracy KSE i po ustąpieniu zagrożenia automatycznie byłyby anulowane. Centralny regulator, śledząc w trybie on-line generację na terenie całego kraju precyzyjnie określa chwilowe wartości redukcji – stosownie do warunków panujących w KSE i anuluje redukcje w momencie gdy ustępuje przyczyna zaniżania mocy FW.

<sup>1</sup> OSP zapewnia sobie również rezerwę w kierunku zwiększania generacji, ale w dolinie obciążenia gdy JWCD pracują z mocą bliską minimum technicznych, nie stanowi to problemu

2. Produkcja utracona EW w związku z pracą w regulacji wtórnej jednostek nJWCD byłaby znacznie mniejsza niż w przypadku prewencyjnego ograniczania ich mocy (prewencyjne znaczne ograniczenia w dłuższym okresie czasu doliny nocnej).
3. OSP otrzymał by dodatkowe narzędzie regulacyjne które pod względem technicznym było by identyczne z regulacją na blokach ciepłych. Centralny regulator LFC automatycznie po wyczerpaniu zasobów regulacyjnych na JWCD uruchamiałby regulację polegającą na zaniżeniu mocy elektrowni wiatrowych.
4. Zagrożenia ograniczania mocy nJWCD występuje wyłącznie w warunkach bardzo dużej mocy oddawanej przez nie do sieci. W związku z tym, z punktu widzenia OSP nie ma zagrożenia, że usługa ta będzie się charakteryzowała niedostateczną dyspozycyjnością.
5. Zdolności regulacyjne elektrowni wiatrowych były by wykorzystywane dla poprawy bezpieczeństwa i niezawodności pracy KSE.
6. Obniżone zostałyby koszty funkcjonowania KSE. Pozwoliłoby ono na unikanie nocnych odstawień JWCD i ponownych porannych uruchomień ze względu na małe dolinowe pasmo zapotrzebowania na moc do pokrycia przez JWCD. Alokacja znacznej części rezerwy wtórnej na nJWCD z jednej strony pozwoliłaby na pracę dodatkowych JWCD z mocą równą minimum technicznemu bloków, a z drugiej minimalizowałoby ryzyko ograniczania mocy nJWCD.
7. Zwiększenie mocy zainstalowanej bloków JWCD pracujących w dolinie obciążenia umożliwiłoby pokrycie większego zapotrzebowania na moc w szczycie obciążenia, bez potrzeby uruchamiania dodatkowych JWCD w szczycie.

Czynniki wymienione powyżej przyczyniają się do obniżenia łącznych kosztów funkcjonowania KSE ze względu na zmniejszenie produkcji utraconej GW oraz unikanie kosztów odstawień i ponownych uruchomień JWCD. Warunkiem bezwzględnie koniecznym jest zapewnienie przez nJWCD standardów technicznych i komunikacyjnych świadczenia usług regulacyjnych identycznych z tymi, które oferują JWCD.

### **Udział FW w regulacji napięcia i mocy biernej**

Wymagania IRiESP w stosunku do generacji wiatrowej pierwotnie były związane z problemami napięciowymi, które mogą być stwarzane przez dużą generację przyłączoną w głębi sieci nie projektowanej z myślą o przepływie mocy z sieci dystrybucyjnej w kierunku sieci przesyłowej. Ewentualne problemy napięciowe najczęściej mają charakter lokalny i wynikają z przyłączenia farmy wiatrowej w danym punkcie sieci. Wymagania wobec farm wiatrowych mają za zadanie przeciwdziałać negatywnym skutkom ich obecności.

W niedalekiej przyszłości należy oczekiwać zmian w przyczynach powstawania problemów napięciowych w KSE. OSP w planach rozwoju sieci przesyłowej do 2025 zakłada maszyną rozbudowę sieci 400 kV w północnej części Polski, co umożliwi transfer mocy z południa i centrum Polski, gdzie zlokalizowana jest znakomita większość systemowych źródeł wytwórczych, w kierunku północy Polski.

Jednocześnie należy się spodziewać intensywnego rozwoju energetyki wiatrowej na północy Polski, co może doprowadzić do występowania wielogodzinnych stanów, gdy na północy Polski farmy wiatrowe będą lokalnie pokrywać zapotrzebowanie na moc odbiorców, co generalnie będzie prowadziło do zmniejszenia obciążenia linii 400 kV łączących północ z centrum kraju. W efekcie nieobciążone linie systemu przesyłowego będą generowały moc bierną, co z kolei będzie prowadziło do wzrostu poziomu napięć w systemie przesyłowym. W odróżnieniu od sytuacji rozważanej uprzednio, przyczyna ewentualnego wzrostu napięć w systemie dystrybucyjnym nie będzie miała charakteru lokalnego (związanego z obecnością farm wiatrowych), ale charakter globalny związany z pracą systemu przesyłowego.

W warunkach deficytu aktywnych źródeł mocy biernej na północy Polski (JWCD), farmy wiatrowe dysponujące dobrymi właściwościami w obszarze regulacji napięcia i mocy biernej z powodzeniem mogłyby zostać wykorzystane dla przeciwdziałania negatywnym skutkom wzrostu napięcia w sieci przesyłowej.

### **Symulacje udziału GW w regulacji wtórnej**

Przeprowadzona symulacja miała na celu ilościową ocenę efektów wdrożenia proponowanego rozwiązania polegającego na niesymetrycznej alokacji rezerwy wtórnej (tylko w kierunku zmniejszania generacji) w elektrowniach wiatrowych. Modelowano warunki bilansowania KSE w roku 2020 (moc zainstalowana GW 6800 MW) z wykorzystaniem metodyki stochastycznej, przyjmując, jako niezależne zmienne losowe:

1. Zapotrzebowanie na moc odbiorców energii.
2. Generację nJWCD konwencjonalnych.
3. Generację nJWCD OZE (elektrownie wiatrowe i fotowoltaika).
4. Relację pomiędzy średnimi wartościami charakterystycznymi JWCD: minimum technicznym i mocą osiągalną.

Przyjęto, że saldo podaży i popytu na energię elektryczną jest bilansowane przez JWCD, z wykorzystaniem zasobów interwencyjnych (ESP) i podstawowych środków operacyjnych będących w dyspozycji OSP (typowa obecnie ilość uruchomień JWCD w szczycie). Celem obliczeń symulacyjnych było równoczesne spełnienie następujących kryteriów:

- A. Zapewnienie poziomu generacji JWCD wymuszonego ograniczeniami systemowymi w dolinie krzywej obciążenia.
- B. Zapewnienie wymaganego poziomu rezerwy wirującej w kierunku zmniejszania generacji JWCD w dolinie krzywej obciążenia.
- C. Pokrycie zapotrzebowania na moc w szczycie oraz zapewnienie wymaganego w tych warunkach poziomu rezerwy wirującej w kierunku zwiększania generacji JWCD.

Po wyczerpaniu zasobów regulacyjnych (uruchomienie ESP), w przypadku nie spełnienia powyższych warunków, alternatywnie symulowano następujące działania:

1. Redukowano generację wiatrową w dolinie obciążenia i zastępowano ją generacją konwencjonalną JWCD, oraz alternatywnie (tylko w przypadku kryterium C).
2. Uruchamiano dodatkową generację konwencjonalną w szczycie obciążenia bez redukcji GW.

Symulacje prowadzono w dwóch wariantach: alokacji regulacji wtórnej: jak obecnie na JWCD, oraz w wariacie alokacji na nJWCD. Wyniki przedstawiono w tabelicy poniżej.

Tabela 2.5 Porównanie efektów alokacji rezerwy wtórnej na JWCD i GW

Parametr			Alokacja rezerwy na JWCD	Alokacja rezerwy na GW
Ograniczanie mocy GW	Średnia w roku produkcja utracona GW	[GWh/a]	81	51
	Średnia w roku produkcja utracona GW	[% rocznego potencjału produkcji]	0,63%	0,40%
	Średni w roku czas ograniczania mocy GW	[h/a]	90	55
	Średni w roku czas pracy z załączonym układem regulacji wtórnej	[h/a]	ND	95
Uruchomienia JWCD	Średnia w roku produkcja dodatkowo uruchamianych JWCD	[GWh/a]	200	110
	Średni w roku czas pracy dodatkowo uruchamianych JWCD	[h/a]	270	175

Na podstawie parametrów turbin i danych przekazanych przez producentów urządzeń oraz zgodnie z przyjętymi założeniami dotyczącymi liczby turbin dotychczas oddanych do eksploatacji i spełniających kryteria świadczenia usług regulacyjnych oszacowano, że do 2020 roku farmy wiatrowe o mocy zainstalowanej na poziomie co najmniej 4÷4,5 GW (przy szacowanej mocy zainstalowanej GW ok. 7000 MW), technicznie byłby w stanie świadczyć usługi regulacji wtórnej z niesymetrycznym pasmem regulacji.

Pasmo regulacji mocy czynnej, biorąc pod uwagę szacunki dotyczące realnej mocy chwilowej wszystkich farm wiatrowych, które mogłyby uczestniczyć w regulacji, zostało oszacowane na około 2.5 do 2.8 GW, przy czym należy mieć na uwadze, że będzie to wartość zmienna, zależna od warunków wietrzności.

## Wnioski

1. W związku z planami rozwoju KSE do 2025 oraz wzrostu mocy zainstalowanej farm wiatrowych na północy Polski, należy oczekiwać globalnego wzrostu poziomu napięć w sieci przesyłowej, a w konsekwencji w sieci dystrybucyjnej. Farmy wiatrowe dysponujące bardzo dobrymi zdolnościami regulacyjnymi napięcia i mocy biernej mogłyby zostać wykorzystane do poprawy sytuacji w tym zakresie szczególnie na północy Polski, gdzie występuje deficyt źródeł systemowych, które tradycyjnie są wykorzystywane dla celów regulacji napięcia.
2. Wykorzystanie zdolności regulacyjnych FW do regulacji napięcia jest z technicznego punktu widzenia rozwiązaniem znacznie lepszym od wykorzystania pasywnych źródeł mocy biernej.
3. Regulacja mocy napięcia i mocy biernej jest uznawana przez Operatorów, jako obowiązkowa i nieodpłatna w stosunku do elektrowni wiatrowych podobnie jak obowiązek wyposażenia farm przyłączonych w węzłach sieci NN w urządzenia

URST. Takie podejście ma uzasadnienie w przypadku, gdy wytwórcy powodują obniżenie jakości energii w miejscu przyłączenia. W przypadku, gdyby przyczyna obniżenia jakości energii nie leżała po stronie wytwórcy, usługa regulacji napięcia powinna być wynagradzana analogicznie jak ma to miejsce w stosunku do wytwórców systemowych. W odniesieniu do elektrowni wiatrowych wyposażonych w nadrzędne układy regulacji napięcia i mocy biernej, brak odpłatności za regulację jest elementem nierównego traktowania podmiotów w porównaniu z jednostkami konwencjonalnymi.

4. Wdrożenie usługi regulacji napięcia i mocy biernej wymaga określenia metodyki wyznaczania pasma regulacji oferowanego przez poszczególne farmy, sposobu określania stawek i rozliczeń za świadczenie usługi.
5. Zdaniem autorów opracowania drugą usługą regulacyjną świadczoną przez GW, na którą w najbliższym okresie czasu może wystąpić popyt ze strony OSP będzie usługa regulacji wtórnej. Nietypowość usługi świadczonej przez GW polegałaby na niesymetryczności oferowanego pasma regulacji (tylko w kierunku zmniejszania).
6. Alokacja niesymetrycznego pasma regulacji wtórnej na nJWCD GW pozwoli na :
  - a. Unikanie prewencyjnych, głębokich redukcji mocy oddawanej do sieci przez FW ze względu na dotrzymanie warunków bezpiecznego i niezawodnego prowadzenia ruchu KSE. Zastąpienie ich gotowością FW do redukcji mocy, ewentualnie niewielkimi redukcjami precyzyjnie dostosowanymi do chwilowych potrzeb bilansowania KSE.
  - b. Obniżenie kosztów funkcjonowania KSE ze względu na utrzymanie produkcji FW zagrożonej utratą w przypadku prewencyjnego ograniczania ich mocy.
  - c. Zaoferowanie OSP narzędzia pozwalającego na poprawę bezpieczeństwa prowadzenia ruchu. Zaangażowanie FW w proces bezpiecznego prowadzenia ruchu KSE.
  - d. Wsparcie wypełnienia międzynarodowych zobowiązań Polski dotyczących udziału energii z OZE w bilansie zużycia energii.
7. Warunkiem bezwzględnie koniecznym uczestniczenia w regulacji jest zapewnienie przez nJWCD standardów technicznych i telekomunikacyjnych świadczenia usług regulacyjnych identycznych z tymi, które oferują JWCD.
8. Ze względu na duże rozdrobnienie generacji wiatrowej, usługa musiałaby być agregowana przez oddzielny podmiot reprezentujący farmy wiatrowe wobec OSP. Generacja wiatrowa już obecnie może uczestniczyć w rynku bilansującym w formie zagregowanej, co ułatwiłoby wdrażanie świadczenia przez nią usług regulacji wtórnej.
9. Warunkiem koniecznym świadczenia usługi jest dostosowanie przez OSP centralnego regulatora LFC po wyczerpaniu zdolności regulacji na JWCD do niesymetrycznej alokacji rezerwy wtórnej na zagregowane grupy farm wiatrowych.
10. Wdrożenie systemu świadczenia usług regulacji wtórnej wymaga m.in. opracowania zasad testowania zdolności do świadczenia usługi, zakresu regulacji oraz systemów określających produkcję utraconą w trakcie świadczenia usługi.

11. Dla wszystkich FW uczestniczących w regulacji, produkcja utracona w trakcie świadczenia usługi byłaby główną składową dla rozliczeń kosztów świadczenia usług.
12. Dla nowych FW objętych systemem aukcyjnym, produkcja utracona w czasie świadczenia usługi, w procesie walidacji deklarowanych w aukcjach rocznej produkcji, powinna być traktowana na równi z produkcją wytworzoną.

### 3. Techniczne możliwości świadczenia usług systemowych przez farmy wiatrowe

#### 3.1. Regulacja pierwotna (Frequency Containment Reserve - FCR)

##### 3.1.1. Charakterystyki techniczne (wg IRiESP)

Rozpoczęcie działania regulacji pierwotnej powinno nastąpić kilka sekund od momentu wystąpienia zakłócenia, przy czym do 50% pasma mocy regulacyjnej musi być uaktywnione w czasie nie dłuższym niż 15 s, a od 50% do 100% pasma mocy musi być uaktywnione w narastającym liniowo maksymalnym czasie do 30 s. Podstawowe wymagania dotyczące urządzeń do regulacji pierwotnej w jednostkach wytwórczych biorących udział w regulacji zestawiono w tabeli 3.1. Szczegółowe parametry układów regulacji pierwotnej są określone w umowie przyłączeniowej oraz protokołach odbioru technicznego układów regulacji.

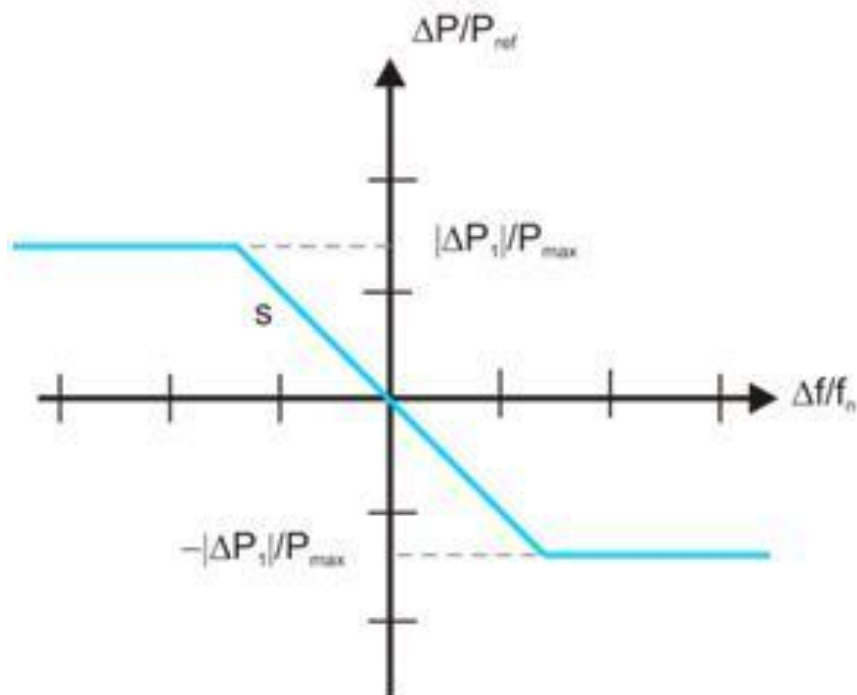
Tabela 3.1 Wymagania dotyczące urządzeń do regulacji pierwotnej w jednostkach wytwórczych

Parametr		Wartość
Szerokość pasma regulacji	$\Delta P(\Delta f)$	5% mocy znamionowej $P_n$ w całym zakresie mocy regulacyjnej jednostki ( $P_{\min} \pm P_{os}$ ) wraz z brzegowymi zapasami: $P_{\min}-2,5\%$ , $P_{os}+2,5\%$
Czas aktywacji 50% pasma regulacji	S	$t < 15$ s od wystąpienia zakłócenia
Czas aktywacji 100% pasma regulacji	S	$t < 30$ s od wystąpienia zakłócenia
Dokładność regulacji	$\delta_p$	$\pm 1\% P_n$
Nieczułość układów regulacji częstotliwości	$\Delta f_i$	$\pm 10$ mHz
Cykl pomiaru częstotliwości		nie mniej niż raz na sekundę
Zakres zmian statyzmu regulatora		2...8%
Zakres zmian strefy martwej częstotliwości	$\Delta f_0$	(0, $\pm 10$ , ... $\pm 500$ ) mHz

##### 3.1.2. Możliwości regulacyjne turbin wiatrowych (wg ankiet producentów turbin)

Przy świadczeniu rezerwy pierwotnej przez JWCD wymagany jest symetryczny zakres regulacji: w kierunku zmniejszania (przy wzroście częstotliwości) i zwiększania (przy spadku częstotliwości w KSE) mocy oddawanej do sieci. Aby uczestniczyć w regulacji pierwotnej farmy wiatrowe musiałyby pracować z zaniżonym w stosunku do aktualnych warunków meteorologicznych poziomem mocy czynnej oddawanej do sieci. W zależności od sytuacji bilansowej w systemie elektroenergetycznym farma wiatrowa miałaby możliwość zwiększania lub zmniejszania mocy oddawanej do sieci zgodnie ze zdefiniowaną charakterystyką statyczną w całym paśmie regulacyjnym +/- (rysunek 3.1).





Rysunek 3.1 Symetryczna charakterystyka statyczna

W tabeli 3.2 przedstawiono wymagania dla jednostek wytwórczych JWCD świadczących usługi regulacji pierwotnej oraz na podstawie odpowiedzi z przeprowadzonej ankietyzacji producentów turbin wiatrowych, odpowiadające im możliwości regulacyjne farm wiatrowych. Z przedstawionych danych wynika, że możliwości techniczne farm wiatrowych pozwalają na świadczenie rezerwy pierwotnej zgodnie z wymaganiami technicznymi zawartymi w IRiESP, w szczególności w paśmie redukcyjnym przy wzroście częstotliwości. Wg producentów siłowni wiatrowych (tabela 3.3) nie ma barier technicznych umożliwiających symetryczne świadczenie usługi w całym paśmie regulacyjnym (-/+), zgodnie z charakterystyką statyczną przedstawioną na rysunku 3.1. Turbiny/farmy wiatrowe w większości są technicznie przystosowane do równoczesnej:

- redukcji mocy o zadaną wartość (od mocy możliwej do osiągnięcia w danych warunkach wietrzności) oraz równocześnie,
- regulacji mocy w funkcji częstotliwości

Wiąże się to w szczególności z możliwością zniżenia mocy oddawanej do sieci przez turbiny/farmy wiatrowe w stosunku do aktualnych warunków meteorologicznych z równocześnie aktywnym trybem regulacji związanej z częstotliwością, pozwalającym zarówno na dodatkowe zmniejszanie jak i zwiększanie mocy farmy (do poziomu wynikającego z aktualnych warunków meteorologicznych) - stosownie do zmian częstotliwości sieciowej.

Tabela 3.2 Porównanie wymagań dla JWCD świadczących usługi w zakresie rezerwy pierwotnej z możliwościami farm wiatrowych

Parametr		Wartość w IRiESP	Modele turbin wiatrowych					Uwagi
			1	2	3	4	5	
1	Szerokość pasma regulacji $\Delta P(\Delta f)$	5% mocy znamionowej $P_n$ w całym zakresie mocy regulacyjnej jednostki ( $P_{min} \div P_{os}$ ) wraz z brzegowymi zapasami: $P_{min}-2,5\%$ , $P_{os}+2,5\%$	95% $P_n$	90% $P_n$	90-95% $P_n$	60-75% $P_n$	b.d.	-
2	Czas aktywacji 50% pasma regulacji	t< 15 s od wystąpienia zakłócenia	10	15	b.d.	10	b.d.	Całkowity czas odpowiedzi układu regulacji na FW
3	Czas aktywacji 100% pasma regulacji	t< 30 s od wystąpienia zakłócenia						
4	Dokładność regulacji $\delta_p$	$\pm 1\% P_n$	2%	0,5%	b.d.	2%	b.d.	-
5	Nieczułość układów regulacji częstotliwości $\Delta f_i$	$\pm 10\text{mHz}$	10	10	b.d.	zmienna	b.d.	
6	Cykl pomiaru częstotliwości	nie mniej niż raz na sekundę	b.d.	b.d.	b.d.	0,1	b.d.	

Tabela 3.3 Możliwości regulacyjne farm wiatrowych w zakresie równoczesnego świadczenia rezerwy pierwotnej i wtórnej

Wyszczególnienie	Modele turbin wiatrowych				
	1	2	3	4	5
Automatyczna regulacja mocy w funkcji częstotliwości może być prowadzona równocześnie z regulacją mocy czynnej o zadaną wartość	Tak	Tak	-	Tak	-
Charakterystyka $P=f(df)$ może być symetryczna z regulacją w dół i w górę (pod warunkiem równocześnie załączonej redukcji mocy oddawanej do sieci o zadaną wartość)	Tak	Tak	Tak	Tak	-
Możliwość parametryzacja charakterystyki statycznej	Tak	Tak	Tak	Tak	-
Możliwość zdalnej zmiany parametrów charakterystyki statycznej farmy (np.: $f_{min}$ , $f_{gr}$ , $f_{max}$ , $S$ , $P_{max}$ )	-	Tak	Tak	Tak	Tak

### 3.2. Regulacja wtórna (Frequency Restoration Reserves - FRR)

#### 3.2.1. Charakterystyki techniczne usługi

Odpowiedź jednostek wytwórczych biorących udział w regulacji wtórnej na zmianę sygnału regulacyjnego ARCM/LFC musi spełniać następujące wymogi:

- działanie regulacji powinno nastąpić co najwyżej po upływie 30 sek. od wystąpienia zakłócenia i trwać co najmniej 15 minut;
- zakres regulacji na blokach systemowych musi wynosi co najmniej +/-5% mocy znamionowej bloku.

W przypadku współpracy regulacji wtórnej z regulacją pierwotną, na tle zmian mocy  $P(t)$  podążających za zmianami sygnału zadanego regulacji wtórnej powinny być spełnione także wymagania określone dla regulacji pierwotnej. W tabeli 3.4 przedstawiono podstawowe wymagania jednostek wytwórczych dla współpracy z regulatorem centralnym LFC.

Tabela 3.4 Wymagania dla jednostek wytwórczych dla współpracy z regulatorem centralnym LFC<sup>2</sup>

Parametr	Wartość
Zakres regulacji	(-5%...0...+5%) $P_n$
Dostępność pasma (zakresu) regulacji wtórnej	$P_{min} \div P_{os}$
Czas pełnej aktywacji zakresu regulacji wtórnej	0...5% - 5 min
Gradient zmiany mocy w trybie regulacji wtórnej	1% $P_n$ /min

<sup>2</sup> na podstawie Karty aktualizacji nr CK/5/2015 IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, www.pse.pl

### 3.2.2. Możliwości regulacyjne turbin wiatrowych

Zgodnie z IRiESP farmy wiatrowe przyłączane do sieci elektroenergetycznej w normalnych warunkach pracy gradient zmiany mocy czynnej nie może przekraczać 10%  $P_n$  na minutę. Natomiast przy pracy interwencyjnej prędkość redukcji mocy powinna wynosić:

- przy generacji mocy w zakresie  $(100\% \pm 20\%)P_n$ :  $2\%P_n/s$ ;
- przy generacji mocy poniżej 20%:  $\geq 10\%P_n/min$ .

Zgodnie z oświadczeniami producentów turbin domyślne nastawy gradientów zmian mocy są przez nich określone zgodnie z IRiESP na takim poziomie, jest jednak możliwa zmiana wartości domyślnych na inne, np.  $5\%P_n/s$ .

W celu zapewnienia symetrycznego pasma regulacji, umożliwiającego zmniejszenie lub zwiększenie mocy w zależności od potrzeb OSP (analogicznie jak dla regulacji pierwotnej), farma wiatrowa świadcząca usługi regulacji wtórnej musiałaby pracować z trwale obniżoną mocą w stosunku do aktualnych warunków pogodowych. Świadczenie rezerwy wtórnej wymagałoby:

1. Utrzymywania stałego odstępu pomiędzy mocą możliwą do osiągnięcia i mocą oddawaną do sieci. Offset mocy oddawanej do sieci powinien wynosić 5%  $P_n$ . Różnica pomiędzy JWCD konwencjonalnymi i farmami wiatrowymi polega na tym, że JWCD otrzymują bazowy punkt pracy (tzw. bieżący punkt pracy BPP) z systemu SOWE administrowanego przez OSP, natomiast elektrownie wiatrowe musiałby bazowy punkt pracy określać samodzielnie na podstawie pomiarów meteo.
2. Korygowania bazowego punktu pracy w oparciu o sygnał regulacyjny otrzymywany od OSP.

W tabeli 3.5 przedstawiono możliwości redukcji mocy czynnej o zadaną wartość, natomiast w tabeli 3.6 porównano możliwości farm wiatrowych z wymaganiami dla jednostek wytwórczych uczestniczących w regulacji wtórnej.

Tabela 3.5 Możliwość redukcji mocy czynnej farm wiatrowych o zadaną wartość (active power delta control mode)

Wyszczególnienie		Model turbin wiatrowych				
		1	2	3	4	5
Redukcja mocy o wartość zadaną	Turbina	-	Tak	Tak	-	-
	Farma wiatrowa	Tak	Tak	-	Tak	Tak
Tryb przekazywania wartości zadanej	Wartość bezwzględna redukcji	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak
	% mocy zainstalowanej	Tak	Tak	Tak	Tak	-
	% mocy chwilowej wynikającej z prędkości wiatru	Tak	Tak	-	Tak	-

Tabela 3.6 Porównanie wymagań na podstawie IRiESP dla jednostek wytwórczych świadczących usługi w zakresie rezerwy wtórnej do możliwości farm wiatrowych

Parametr	Wartość na podstawie IRiESP	Model turbin wiatrowych				
		1	2	3	4	5
Zakres regulacji	$(-5\% \dots 0 \dots +5\%) P_n$	Patrz tabela 3.7				
Dostępność pasma (zakresu) mocy regulacyjnej dla sygnałów sterujących	$P_{\min} \div P_{\text{os}}$	Patrz tabela 3.7				
Czas pełnej aktywacji zakresu regulacji wtórnej	0...5% - 5 min	20s	60s	b.d.	b.d.	b.d.
Gradient mocy w torze regulacji wtórnej	1% $P_n$ /min	5% $P_n$ /s	~3% $P_n$ /s	b.d.	5% $P_n$ /s	b.d.

Tabela 3.7 Możliwości regulacyjne farm wiatrowych w zakresie zmian mocy czynnej

Parametr		Modele turbin wiatrowych				
		1	2	3	4	5
Minimum regulacyjne FW		5% $P_n$	10% $P_n$	5-10% $P_n$	25-40% $P_n$	b.d.
Gradient zmian mocy FW**	Max.	$(-1,3\% \dots 0 \dots +1,3\%) P_n/s$	b.d.	$(-10\% \dots 0 \dots +5\% \text{ do } +40\%) P_n/s$	$(-10\% \dots 0 \dots +10\%) P_n/s^*$	$(-20\% \dots 0 \dots +20\%) P_n/s$
	Optymalny***	$(-0,33\% \dots 0 \dots +0,33\%) P_n/s$	b.d.	$(-0,33\% \cdot 0 \cdot +0,33\%) P_n/s$	$(-2,5\% \dots 0 \dots +2,5\%) P_n/s^*$	b.d.

\* dotyczy turbiny wiatrowej

\*\* możliwości zwiększenia mocy farm wiatrowych są zależne od warunków wiatrowych

\*\*\* nie powodujący przyspieszonego zużycia elementów turbiny

Tabela 3.8 Możliwości kontroli szybkości zmian mocy czynnej generacji wiatrowej

Wyszczególnienie		Modele turbin wiatrowych				
		1	2	3	4	5
Kontrola gradientu zmian mocy	Turbina	-	-	Tak	-	-
	Farma wiatrowa	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak
Tryb przekazywania wartości zadanej	Wartość bezwzględna zmian mocy farmy [MW/s]	Tak	Tak	-	Tak	Tak
	Wartość względna zmian mocy farmy [% $P_n$ /s]	-	Tak	Tak	-	-

Tabela 3.9 Zdolność farm wiatrowych do wyznaczenia maksymalnej możliwej produkcji na podstawie bieżących parametrów meteo

Wyszczególnienie	Modele turbin wiatrowych				
	1	2	3	4	5
Turbina	-	-	Tak	Tak	-
Farma wiatrowa	Tak	Tak	Tak	-	Nie
Błąd wyznaczenia max. osiągalnej mocy	5% $P_n$	b.d.	b.d.	10% $P_n$	-

Z przedstawionych danych wynika, że technicznie turbiny wiatrowe są przystosowane do zaniżania mocy oddawanej do sieci o zadaną wartość. W zależności od producenta turbiny, istnieje możliwość obniżenia mocy oddawanej do sieci bezpośrednio na turbinie wiatrowej lub poprzez system SCADA dla całej farmy wiatrowej.

Zgodnie z tabelą 3.9 systemy informatyczne funkcjonujące na farmach wiatrowych umożliwią wyznaczenie maksymalnej produkcji możliwej do osiągnięcia w chwilowych warunkach atmosferycznych. Według deklaracji producentów turbin maksymalna możliwa do osiągnięcia moc jest wyznaczana niezależnie dla każdej turbiny i taka wartość została przez nich podana w ankietach. Błąd estymacji produkcji może być stosunkowo duży, co może stanowić problem przy wyznaczaniu korzyści utraconych właściciela farmy z tytułu świadczenia usługi regulacji wtórnej dla celów ewentualnej odpłatności za świadczoną usługę. Z pozyskanych informacji wynika również, że w zależności od producenta turbiny, ograniczanie mocy na poziomie całej farmy może odbywać się dwoma sposobami:

- poprzez redukcję mocy kolejnych turbin (nie na wszystkich turbinach równocześnie);
- polecenia redukcji mocy z układu kontroli farmy są przesyłane jednocześnie do wszystkich kontrolerów turbin (ta sama wartość zadana) w zakresie regulacyjności wszystkich turbin (np. 10% mocy znamionowej turbiny) realizowana jest zadana redukcja mocy. W zakresie redukcji powyżej regulacyjności turbin redukcja jest realizowana poprzez kaskadowe wyłączanie turbin. Funkcja kaskadowego wyłączania jest parametryzowana, między innymi progiem mocy czynnej po której następuje kaskadowe wyłączenie i interwałem czasowym pomiędzy wyłączeniami kolejnych turbin.

Barierą ograniczającą wykorzystanie potencjału regulacyjnego farm wiatrowych mogą być ograniczenia funkcjonalności systemu SCADA farmy w poszczególnych obiektach w stosunku do potencjalnych dostępnych funkcjonalności SCADA danego producenta turbin. Wyniki przeprowadzonej ankietyzacji właścicieli farm wiatrowych wskazują, że pełne wykorzystanie możliwości farm wiatrowych może wymagać w poszczególnych przypadkach uaktualnienia systemu SCADA i zainstalowania dodatkowych funkcji.

Koszt świadczenia usługi rekompensujący utracone korzyści (sprzedaż energii elektryczna + świadectwa pochodzenia) byłby relatywnie wysoki w przypadku trwałego zaniżenia mocy FW. Dlatego wykorzystanie generacji wiatrowej do świadczenia rezerwy wtórnej wymagałoby modyfikacji, tj. wprowadzenia rezerwy wtórnej niesymetrycznej, wyłącznie z pasmem regulacji w dół. Pozwoliłoby to na znaczne obniżenie kosztów świadczenia usługi (produkcja utracona tylko w momencie wykorzystania pasma regulacji w kierunku zmniejszania mocy).

### 3.3. Regulacja napięcia i mocy biernej

#### 3.3.1. Charakterystyki techniczne

Tabela 3.10 Wymagania dotyczące układów ARNE w regulacji napięcia i mocy biernej

Parametr	Wartość
Regulacja odchyłki napięcia do wartości zadanej	w czasie krótszym niż 3 minuty
Nastawianie granicznej wartości napięcia jednostki wytwórczej	zgodnie z zależnością $U_{gmax} < 1,1 U_{gn}$ ( $U_{gn}$ - napięcie znamionowe jednostki wytwórczej)
Nastawy statyzmu regulatora napięcia	w granicach od 0 do 3%
Błąd regulacji napięcia	< 0,5%
Nastawy strefy nieczułości (zakres niewrażliwości układu na zmianę napięcia regulowanego)	w granicach od 0,1 do 1%
Nastawy marginesów bezpieczeństwa	2,5 - 5% $Q_{gmax}$ (tak by zmiana mocy biernej nie powodowała trwałego działania ograniczników jej regulacji)
Nastawy czasów przerwy między impulsami sterującymi nastawnikami regulatorów napięcia jednostek wytwórczych	$t_p > 5$ s

Ponadto układ ARNE powinien:

- umożliwiać regulację napięcia w zakresie zmian mocy biernej w pełnym obszarze wynikającym z wykresu kołowego generatorów tych jednostek;
- być przystosowany do współpracy z układem regulacji napięcia ARST w stacji do której przyłączone są jednostki wytwórcze – częstość zmian przełączników zaczepek transformatorów poniżej częstości dopuszczalne;
- umożliwiać blokowanie działania po przekroczeniu granicznych wartości napięcia regulowanego lub napięcia jednostki wytwórczej;
- nie powodować oscylacji napięć rozdzielni oraz mocy biernych podczas cyklu jego działania;
- zapewniać równomierny rozdział mocy biernej dla jednostek wytwórczych o jednakowej mocy znamionowej pracujących na dany system szyn rozdzielni, a dla jednostek wytwórczych o różnych mocach znamionowych rozdział proporcjonalny do ich mocy;
- umożliwiać zadawanie wartości regulowanych miejscowo i zdalnie z nadrzędnych ośrodków dyspozycji mocy;
- umożliwiać zadawanie wartości napięć w zakresie dopuszczalnych zmian napięcia określonych dla danej rozdzielni.

### 3.3.2. Możliwości regulacyjne turbin wiatrowych

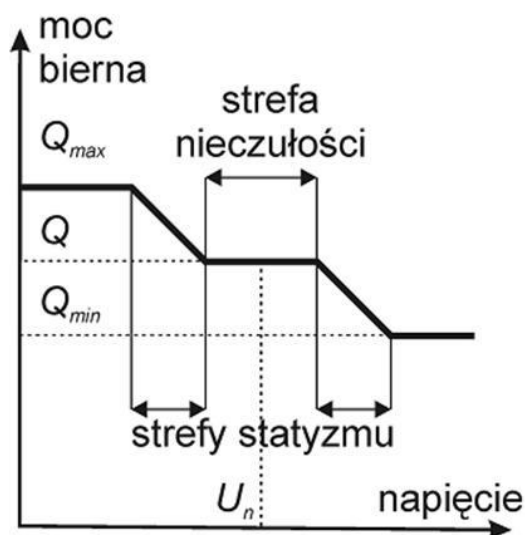
Zgodnie z IRiESP oraz IRiESD operatorzy farm wiatrowych powinni zapewnić utrzymanie odpowiednich warunków napięciowych w miejscu przyłączenia. Instrukcje ruchu operatorów do sieci których przyłączane są elektrownie wiatrowe określają wymagania w zakresie regulacji napięcia i mocy biernej przez podanie zakresu nastaw współczynnika mocy w miejscu przyłączenia oraz charakterystyki regulacji napięcia i mocy biernej. Wartość współczynnika jest określana różnie przez operatorów, np.: PSE, ENERGA-Operator SA określa  $\cos\varphi$  w granicach  $0,95_{ind}$  do  $0,95_{poj}$ , PGE Dystrybucja SA w granicach  $0,975_{ind}$  do  $0,975_{poj}$ .

Różnice występują także w zakresie wykorzystania zdolności regulacyjnych napięcia i mocy biernej. Zapisy IRiESD stanowią, że farma wiatrowa musi mieć możliwość pracy z określonym współczynnikiem mocy w pełnym zakresie obciążeń. Zapisy IRiESP stanowią, że przy obciążeniu mocą czynną niższą niż moc maksymalna należy udostępnić w zależności od potrzeb Operatora całą dostępną moc bierną wynikającą z możliwości technicznych farmy wiatrowej.

Farmy wiatrowe przyłączane do sieci przesyłowej oraz przyłączane do sieci dystrybucyjnej o mocy  $\geq 50$  MW muszą posiadać system zdalnego sterowania napięciem i mocą bierną zarówno w trybie autonomicznym oraz we współpracy z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej (np.: ARST), czyli analogicznie jak jednostki wytwórcze aktywne na Rynku Bilansującym. Za pracę EW z włączonym układem regulacji ARST (URST) nie przewiduje się odpłatności pomimo, że może operator ponosi koszty utrzymania systemu regulacji oraz, że praca w regulacji może prowadzić do powstawania dodatkowych kosztów, np. wzrostu strat mocy czynnej.

W trybie pracy autonomicznej farmy wiatrowe w punkcie przyłączenia powinny posiadać możliwość regulacji mocy biernej i napięcia zgodnie z zadaną charakterystyką statyczną (rysunek 3.2). Parametryzacja charakterystyki odbywa się indywidualnie dla każdej przyłączanej farmy wiatrowej w zależności od wielkości i miejsca przyłączenia w systemie elektroenergetycznym.





Rysunek 3.2 Charakterystyka regulacji napięcia regulatora farmy wiatrowej

W trybie pracy skoordynowanej system sterowania farmą wiatrową powinien być przystosowany do przyjmowania wartości zadanej mocy biernej z nadrzędnego układu regulacji poprzez wydzielony niezależny kanał komunikacyjny.

Powyższe zapisy mają przełożenie na możliwości techniczne oferowanych przez producentów siłowni wiatrowych.

Z przeprowadzonej ankietyzacji producentów turbin wiatrowych wynika, że aktualnie wykorzystywane systemy SCADA turbin i elektrowni wiatrowych umożliwiają zdalne sterowanie napięciem i mocą bierną w różnych trybach regulacji (tabela 3.11).

Tabela 3.11 Możliwości farm wiatrowych w zakresie komunikacji i sterowania w celu świadczenia usługi regulacji napięcia i mocy biernej

Wyszczególnienie		Modele turbin wiatrowych				
		1	2	3	4	5
Komunikacja z OSD/OSP		Tak	Tak	Tak	b.d.	Tak
Zakres danych udostępnianych podmiotom trzecim	Napięcie	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak
	Moc bierna	Tak	Tak	Tak	Tak	Tak
Możliwości zdalnego sterowania mocą bierną	Załączenie układu regulacji napięcia w oparciu o charakterystykę statyczną $Q=f(U)$	Tak	Tak	Tak	Tak	b.d.
	Załączenie układu regulacji i przekazanie wartości zadanej napięcia w miejscu przyłączenia	Tak	Tak	Tak	Tak	b.d.
	Załączenie układu regulacji i przekazanie wartości zadanej mocy biernej pobieranej lub oddawanej do sieci	Tak	Tak	Tak	Tak	b.d.
	Załączenie układu regulacji i przekazanie wartości zadanej współczynnika mocy $\cos\phi$	Tak	Tak	Tak	Tak	b.d.

W tabeli 3.12 porównano techniczne możliwości generacji wiatrowej z wymogami dotyczącymi układów ARNE wykorzystywanych w jednostkach wytwórczych świadczących usługi w zakresie regulacji napięcia i mocy biernej na podstawie zapisów IRiESP. Z przedstawionych danych wynika, że farmy wiatrowe spełniają techniczne wymagania i mogą być wykorzystywane do regulacji napięcia i mocy biernej. Potwierdzeniem możliwości jest obecnie prowadzona praktyka operatorów systemu. Z ankiet uzyskanych od właścicieli farm wiatrowych wynika, że operatorzy odpowiedzialni za prowadzenie ruchu w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej z powodu problemów z regulacją napięcia i mocy biernej coraz częściej wykorzystują możliwości farm wiatrowych w zakresie generacji mocy biernej.

Tabela 3.12 Możliwości regulacyjne turbin wiatrowych w świadczenia usługi regulacji napięcia i mocy biernej

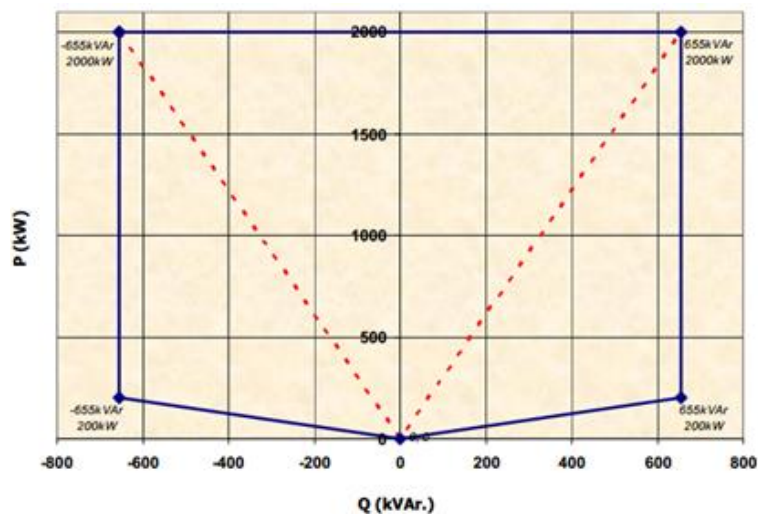
Parametr	Wartość na podstawie IRiESP	Modele turbin wiatrowych				
		1	2	3	4	5
Regulacja odchyłki napięcia do wartości zadanej	w czasie krótszym niż 3 minuty	2-10s	1s	1– 60s <sup>3</sup>	1s	b.d.
Nastawianie granicznej wartości napięcia jednostki wytwórczej	zgodnie z zależnością $U_{gmax} < 1,1 U_{gn}$ ( $U_{gn}$ - napięcie znamionowe jednostki wytwórczej)	Farmy wiatrowe posiadają możliwość regulacji napięcia zgodnie z zaimplementowaną ch-ką statyczną. Wartości parametrów są różne w zależności od miejsca przyłączenia				
Nastawy statyzmu regulatora napięcia	w granicach od 0 do 3%					
Nastawy strefy nieczułości (zakres niewrażliwości układu na zmianę napięcia regulowanego)	w granicach od 0,1 do 1%					
Błąd regulacji napięcia	< 0,5%	2%	0.5%	2%	2%	b.d.
Nastawy marginesów bezpieczeństwa	2,5 - 5% $Q_{gmax}$ (tak by zmiana mocy biernej nie powodowała trwałego działania ograniczników jej regulacji)	Dotyczy generatorów synchronicznych				
Nastawy czasów przerwy między impulsami sterującymi nastawnikami regulatorów napięcia jednostek wytwórczych	$t_p > 5$ s					
Nadrzędny układ regulacji napięcia i mocy biernej ARNE współpracujący z układem regulacji ARST w stacji	Wymagany	Tak	Nie	Tak	Tak	Tak

Praca farmy wiatrowej uzależniona jest od warunków wietrzności. Średni współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej w ciągu roku w polskich warunkach wynosi ok. 20-25% oraz należy oczekiwać jego wzrostu na skutek instalowania coraz bardziej nowoczesnych turbin, montowanych na coraz wyższych masztach.

W przypadku siłowni wiatrowych, przyłączonych do sieci przez przekształtnik, regulacja mocy biernej zależy głównie od przekształtnika łączącego źródło z siecią. Energoelektronika siłowni wiatrowych jest dobierana w taki sposób, by przy pracy siłowni z mocą czynną równą znamionowej, elektrownia wiatrowa spełniała wymagania IRiESP/IRiESD dotyczące zakresu regulacji mocy biernej. W przypadku, gdy siłownia pracuje z mocą mniejszą od znamionowej (większość czasu pracy siłowni wiatrowej) możliwości regulacji mocy biernej wykraczają

<sup>3</sup> Wartość kontrolowana w systemie SCAD elektrowni wiatrowej

ponad wymagany instrukcjami ruchu  $\cos\phi$ . Dla turbiny wiatrowej typu DFIG zostało to przedstawione na rysunku 3.3.



Rysunek 3.3 Krzywa PQ siłowni wiatrowej DFIG[11]. Kolor granatowy – w każdym z punktów w granicach obszaru siłownia może pracować w sposób ciągły, czerwony – odniesienie do wartości współczynnika mocy 0,95

Generacja mocy biernej w warunkach bezwietrznych jest możliwa, ale wymaga zaimplementowania funkcji STATCOM (patrz tabela 3.13 - odpowiedzi wytwórców turbin wiatrowych).

Tabela 3.13 Zdolność do generacji mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej

Wyszczególnienie	Modele turbin wiatrowych				
	1	2	3	4	5
Zdolność do generacji mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej	b.d.	Tak*	Tak**	Nie	Nie

\* opcjonalnie, po wyposażeniu siłowni wiatrowej w funkcję STATCOM

\*\* funkcja dostępna dla maszyn DFIG w zakresie mocy 2-3 MW po przeprowadzeniu studium stabilności. W niektórych przypadkach wymaga modyfikacji filtrów konwertera co wiąże się z poniesieniem dodatkowych kosztów

Przy uwzględnieniu rzeczywistych wartości generacji mocy biernej należy uwzględnić wszystkie elementy farmy wiatrowej. Wymagania co do generacji mocy biernej farm wiatrowych w punkcie przyłączenia są definiowane współczynnikiem mocy. Aby spełnić te warunki instalowane są dodatkowe urządzenia (dławiki, baterie kondensatorów), część turbin wiatrowych wyposaża się w dodatkowe urządzenia STATCOM lub przeprowadzane są modyfikacje filtrów konwertera. Instalowanie tylko pasywnych urządzeń typu dławik czy bateria kondensatorów, w którym zmiana generacji mocy biernej odbywa się skokowo zwiększa możliwości generowania mocy biernej, ale dla operatora systemu jest znacznie mniej atrakcyjnym zasobem regulacyjnym.

Większość ankietowanych operatorów farm wiatrowych deklaruwała zdolność generacji mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej.

### 3.4. Możliwości regulacyjne turbin wiatrowych nie zdefiniowane w IRiESP

W podrozdziale opisano parametry techniczne potencjalnych usług systemowych wykorzystujących możliwości regulacyjne turbin wiatrowych, które nie są zdefiniowane jako usługi systemowe w IRiESP.

#### 3.4.1. Szybka odpowiedź na zmianę częstotliwości (Fast Frequency Response)

Usługa szybkiej odpowiedzi na zmianę częstotliwości (Fast Frequency Response - FFR) polega na zwiększeniu generacji mocy czynnej (lub zmniejszenie obciążenia u odbiorcy), w reakcji na zakłócenie częstotliwości, aktywowane w czasie poniżej 2 sekund od początku zakłócenia i utrzymywane przynajmniej przez 15 sekund.<sup>4</sup> Aktywacja usługi następuje przed zadziałaniem rezerwy pierwotnej.

Usługę tę potencjalnie mogą świadczyć konwencjonalne generatory synchroniczne, synchroniczne magazyny energii<sup>5</sup>, odbiorcy wyposażeni w statyczne zabezpieczenia podczęstotliwościowe, a także łącza HVDC oraz turbiny wiatrowe wyposażone w zaawansowane mechanizmy sterowania, których cała moc jest wyprowadzana poprzez przekształtnik energoelektroniczny lub turbiny typu DFIG.

Udział elektrowni ciepłych w strukturze mocy zainstalowanej w KSE jest dominujący. Katalog usług systemowych obecnie obowiązujący jest odwzorowaniem możliwości technicznych elektrowni ciepłych oraz ich właściwości regulacyjnych. Wykorzystanie generatorów synchronicznych do realizacji usług systemowych w zakresie regulacji mocy czynnej i częstotliwości oraz regulacji napięcia i mocy biernej jednocześnie gwarantuje dodatkowe właściwości, które są potrzebne do niezawodnej pracy KSE, m.in.: w zakresie inercji systemu. Przy obecnej strukturze wytwarzania energii elektrycznej w KSE z dominującym udziałem jednostek wytwórczych z generatorami synchronicznymi, wydaje się, że aktualnie OSP nie jest zainteresowany tego rodzaju usługą.

W przyszłości zmniejszenie udziału generatorów synchronicznych w pokryciu zapotrzebowania na moc związane ze wzrostem mocy zainstalowanej źródeł charakteryzujących się szybkimi zmianami generowanej mocy wynikających z aktualnych warunków pogodowych oraz rozwój energetyki prosumenckiej może przyczynić się do zwiększenia ryzyka zagrożenia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii m.in. w zakresie bilansowania mocy czynnej. Tendencja rozwoju generacji rozproszonej przyczyni się do zmniejszenia udziału elektrowni systemowych w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w KSE, co pogłębi problemy w zapewnieniu wymaganego poziomu rezerw mocy. Stosunkowo wysokie minima techniczne mocy starszych bloków systemowych powodują, że szczególnie w okresach wiosny i jesieni OSP będzie napotykał na coraz większe problemy w zapewnieniu wymaganego poziomu rezerw mocy (sekundowych, minutowych, godzinowych) ze względu na małą liczbę pracujących bloków systemowych. Zmniejszenie inercji systemu wpływa negatywnie na jego stabilność dynamiczną, co może prowadzić do trwałego braku równowagi pomiędzy popytem (obciążeniem) a generacją, a w konsekwencji nawet do awarii katastrofalnej (blackoutu).

<sup>4</sup> czas aktywacji 50% pasma mocy w regulacji pierwotnej

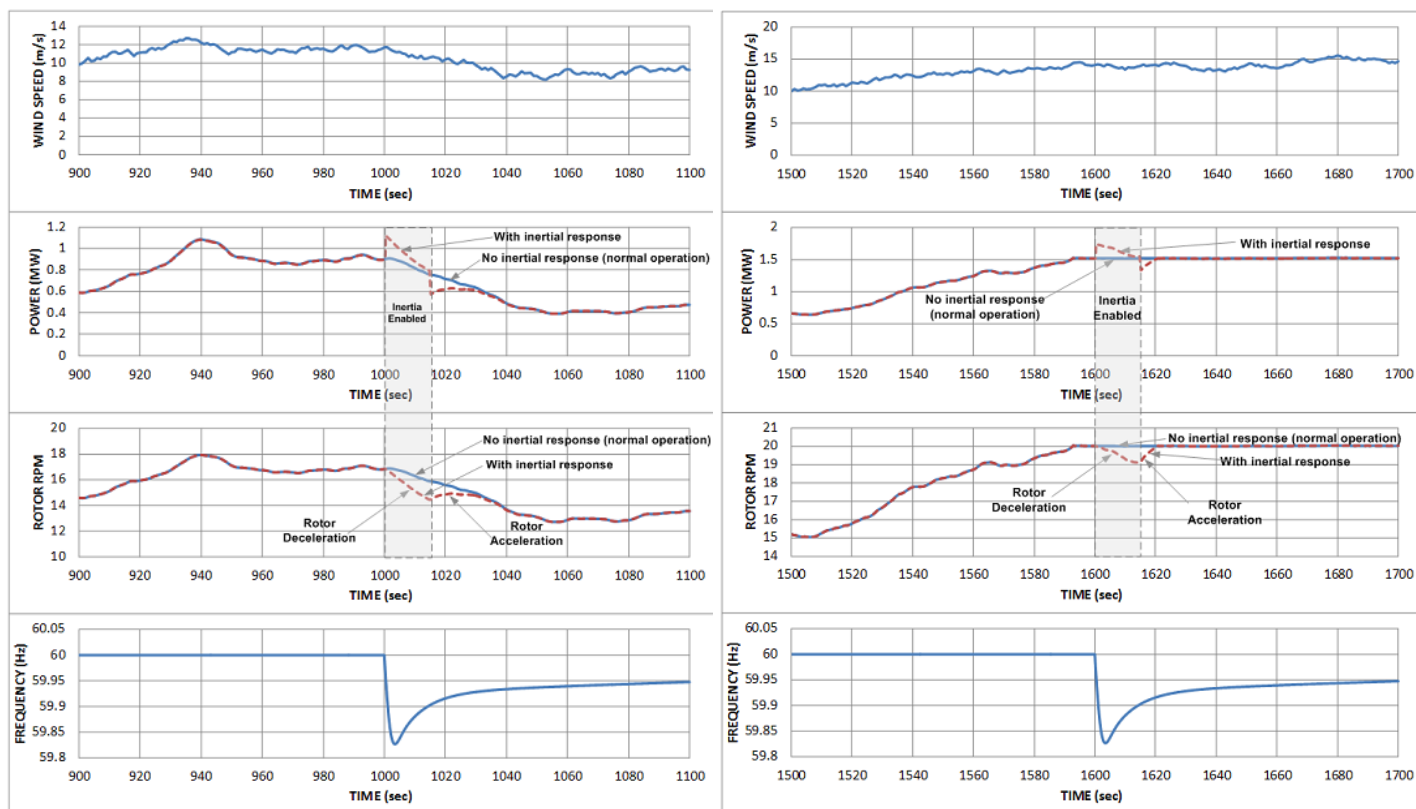
<sup>5</sup> np. tzw. flying wheels

Rozwój generacji rozproszonej wynika przede wszystkim z uwarunkowań lokalnych związanych z warunkami pogodowymi (energetyka wiatrowa, fotowoltaika), a także możliwościami rozwoju energetyki prosumenckiej w danym regionie. Dlatego problemy w zakresie bilansowania mocy czynnej wynikające z dynamicznych zmian mocy generowanej ze źródeł rozproszonych będą występowały szczególnie na obszarach charakteryzujących się dużym nasyceniem tych źródeł, np.: północna część kraju. OSP określając wymaganą rezerwę mocy stosuje zasadę równomiernej alokacji rezerwy w jednostkach wytwórczych. W przypadku niedostatecznych zasobów w jednostkach systemowych może być wykorzystany potencjał regulacyjny dostępny na farmach wiatrowych.

Najnowsze rozwiązania turbin wiatrowych wyposażonych w przekształtnik dla wyprowadzenia mocy posiadają możliwość niemal natychmiastowego zwiększenia mocy oddawanej do systemu, większej niż to wynika z aktualnych warunków wietrzności, dzięki wykorzystaniu inercji mas wirujących turbiny i generatora. Właściwość ta pozwala generacji wiatrowej na potencjalne świadczenie usług w zakresie szybkiej rezerwy częstotliwości (zwanej również inercją statyczną). Istotne jest to, że cecha ta może być wykorzystana niezależności od wielkości mocy generowanej.

Na rysunku 3.4 przedstawiono przykład wykorzystania właściwości turbin wiatrowej typu DFIG z zaimplementowanym układem sterowania w odpowiedzi na spadek częstotliwości. Wzrost mocy oddawanej do sieci następuje praktycznie natychmiast po detekcji spadku częstotliwości. Towarzyszy temu spowolnienie prędkości obrotowej turbiny. Po okresie przyrostu mocy oddawanej do sieci następuje jej spadek poniżej wartości wynikającej z aktualnych warunków meteorologicznych, czemu towarzyszy sukcesywne zwiększanie prędkości obrotowej turbiny. Powrót turbiny do normalnych warunków pracy przy generacji poniżej mocy znamionowej następuje po ok. 30-35 sek. Przy generacji z mocą znamionową czas ten jest krótszy, ze względu na korzystniejsze warunki wietrzności (nadwyżka mocy zawartej w strumieniu wiatru przepływającego przez turbinę wiatrową nad mocą odzyskiwaną do napędu generatora).

Warta podkreślenia jest także praktycznie neutralna wielkość energii oddawanej do sieci. Początkowy okres nadmiernej produkcji jest rekompensowany pracą poniżej optymalnego punktu pracy.



A) praca turbiny wiatrowej poniżej  $P_n$

B) praca turbiny z mocą równą  $P_n$

Rysunek 3.4 Wykorzystanie właściwości turbin wiatrowych typu DFIG do świadczenia usługi w zakresie szybkiej rezerwy częstotliwościowej [12]

Z przeprowadzonej ankietyzacji producentów turbin wynika, że aktualnie produkowane siłownie wiatrowe posiadają zdolność do szybkiego zwiększenia generacji prądu czynnego (tabela 3.14).

Tabela 3.14 Techniczne możliwości świadczenia usługi w zakresie szybkiej rezerwy częstotliwościowej przez siłownie wiatrowe

Wyszczególnienie	Modele turbin wiatrowych				
	1	2	3	4	5
Zdolność do szybkiego zwiększenia generacji prądu czynnego	Nie	Tak	Tak*	Tak	Tak
Czas aktywacji [s]	b.d.	1	b.d.	b.d.	b.d.
Zwiększenie mocy	b.d.	9% $P_n$	b.d.	b.d.	5-10% P
Czas potrzymania [s]	b.d.	6	b.d.	b.d.	10

\* funkcjonalność potwierdzona testami wyłącznie dla turbin 60Hz instalowanych w Ameryce Północnej

### 3.4.2. Fast Reactive Current injection

Zdolność do szybkiej generacji składowej zgodnej prądu zmiennego (Fast Reactive Current Injection) jest istotna z punktu widzenia utrzymania równowagi dynamicznej systemu oraz jakości napięcia. Usługa może być świadczona na generatorach będących w ruchu, pracujących synchronicznie kompensatorach, dławikach, bateriach kondensatorów, statycznych kompensatorach SVC oraz innych urządzeniach FACTS lub zdolnych do szybkiej regulacji.

Możliwości techniczne turbin wiatrowych w zakresie generacji prądu biernego podczas zakłóceń w pracy sieci zostały przedstawione w tabeli 3.15. Z przedstawionych danych wynika, że obecnie produkowane turbiny wiatrowe charakteryzują się możliwościami generowania prądu biernego z szybkim czasem reakcji rzędu 40-50 milisekund.

Tabela 3.15 Techniczne możliwości generacji prądu biernego przez turbiny wiatrowe

Wyszczególnienie	Modele turbin wiatrowych				
	1	2	3	4	5
Zdolność do szybkiej generacji składowej zgodnej prądu biernego	Tak	Tak	Tak	b.d.	Tak
Czas reakcji na zaburzenie [s]	0,04	0,05	0,06	b.d.	b.d.
Czas podtrzymania generacji prądu biernego [s]	3	b.d.	b.d.*	b.d.	b.d.

\* zależne od czasu trwania zwarcia (cha-ka FRT).

Obecne obowiązujące instrukcje operatorskie wymagają aby farma wiatrowa była przystosowana do utrzymania się w pracy w przypadku wystąpienia zwarć w sieci, skutkujących obniżeniem się napięcia w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej. Wymagania te zostały wprowadzone ze względu na zapobiegnięcie sytuacji, w której zakłócenie w sieci (np. w postaci zwarcia w sieci przesyłowej) nie powodowało wyłączenia źródeł wytwórczych na dużym obszarze, co może prowadzić do wystąpienia awarii systemowej.

Cechą najnowszych siłowni wiatrowych jest możliwość generowania prądu biernego przy zapadach napięcia w sieci. Na podstawie opracowywanych przez ENTSO-E kodeksów sieciowych [13] siłownie wiatrowej od 1 MW powinny nie tylko przetrwać stan zwarć w sieci, ale również wspomóc pracę sieć poprzez szybkie generowanie mocy biernej. Po przyjęciu zapisów kodeksu sieciowego przez Komisję Europejską wymagania te będą obligatoryjne dla jednostek wiatrowych przyłączanych do sieci.

### 3.5. Podsumowanie

Usługi regulacyjne są świadczone na rzecz OSP przez podmioty będące uczestnikami Rynku Bilansującego. Usługi są uruchamiane przez systemy informatyczne PSE (SOWE) i wynagradzane zgodnie regulaminem RB w oparciu między innymi o dane przekazywane z pomocą systemu WIRE.

W tabeli 3.16 przedstawiono obowiązujące usługi systemowe w KSE i potencjalne nowe usługi. Dla każdego typu usługi określono możliwości świadczenia ich przez farmy wiatrowe.

Na podstawie przeprowadzonej analizy stwierdzono, że GW może świadczyć następujące usługi:

- regulacja pierwotna;
- regulacja wtórna;
- regulacja napięcia i mocy biernej.

W przyszłości rozwój generacji rozproszonej może przyczynić się do zwiększenia ryzyka zagrożenia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii m.in. w zakresie bilansowania mocy czynnej. Dlatego w perspektywie kilku letniej, wraz ze spadkiem udziału elektrowni systemowych w strukturze zaspokajania krajowego popytu na energię elektryczną, może pojawić się zapotrzebowanie ze strony OSP na nowy rodzaj usługi wynikający z gwałtownych zmian częstotliwości.

Tabela 3.16 Specyfikacja usług regulacyjnych które mogą być świadczone przez farmy wiatrowe

Usługa	Możliwości świadczenia usług przez farmy wiatrowe
Regulacja pierwotna	<p>Możliwości techniczne farm wiatrowych pozwalają na świadczenie symetrycznej rezerwy pierwotnej, przy czym IRiESP wymaga od GW zdolności tylko w paśmie redukcyjnym mocy (przy wzroście częstotliwości). Różnica w stosunku do JWCD polega na nastawach strefy nieczułości statyzmu generatora. W przypadku JWCD jest ona niewielka i generator pracuje w trybie regulacji częstotliwości, podczas gdy EW, z większą strefą nieczułości zmniejszają moc w trybie obrony KSE.</p> <p>Zgodnie z informacjami uzyskanymi od producentów turbin, nie ma barier technicznych uniemożliwiających świadczenie usługi w symetrycznym (-/+ ) paśmie regulacyjnym. Turbiny/farmy wiatrowe w większości są technicznie przystosowane do równoczesnej regulacji mocy w funkcji częstotliwości i redukcji mocy o zadaną wartość (vide regulacja wtórna). Turbiny/farmy wiatrowe posiadają możliwość zaniżenia mocy oddawanej do sieci w stosunku do aktualnych warunków meteorologicznych z równocześnie aktywnym trybem regulacji związanym z częstotliwością, pozwalającym zarówno na dodatkowe zmniejszanie jak i zwiększanie mocy farmy (do poziomu wynikającego z aktualnych warunków meteorologicznych) - stosownie do zmian częstotliwości w sieci.</p>
Regulacja wtórna	<p>Możliwości techniczne turbin wiatrowych dotyczące m.in. zakresu i gradientu zmian mocy czynnej pozwalają na świadczenie usługi w zakresie rezerwy wtórnej. Technicznie turbiny wiatrowe są przystosowane do zaniżania mocy oddawanej do sieci o zadaną wartość lub utrzymywania mocy oddawanej do sieci na poziomie nie większym od zadanej wartości. W zależności od producenta turbiny, istnieje możliwość obniżenia mocy oddawanej do sieci bezpośrednio na turbinie wiatrowej lub poprzez system SCADA dla całej farmy wiatrowej.</p> <p>Wykorzystanie generacji wiatrowej do świadczenia usługi rezerwy wtórnej wymagałoby modyfikacji, tj. wprowadzenia usługi rezerwy wtórnej niesymetrycznej, oferowanej wyłącznie z pasmem regulacji mocy w dół. Pozwoliłoby to na obniżenie kosztów świadczenia usługi (produkcja utracona tylko w momencie wykorzystywana usługi).</p> <p>Systemy informatyczne funkcjonujące na farmach wiatrowych umożliwią wyznaczenie maksymalnej produkcji możliwej do osiągnięcia w chwilowych warunkach atmosferycznych. Estymacja maksymalnej możliwej produkcji może obarczona błędem (5%-10%Pn wg Deklaracji producentów turbin). Stanowi to wyzwanie przy wyznaczaniu korzyści utraconych właściciela farmy z tytułu świadczenia usługi regulacji wtórnej dla celów ewentualnej odpłatności za świadczoną usługę. Zagadnienia związane z wyznaczaniem błędów estymacji maksymalnej możliwej w danych warunkach produkcji EW powinno być objęte standaryzowanym zestawem testów zaaprobowanym przez OSP i Regulatora.</p>
Regulacja trójna	<p>Możliwości techniczne turbin wiatrowych dotyczące m.in. zakresu i gradientu zmian mocy czynnej pozwalają na świadczenie usługi w zakresie rezerwy trójnej. Uwzględniając zmienność i błędy prognoz generacji wiatrowej, farmy wiatrowe musiały by składać na RB oferty redukcyjne obciążone poziomem ufności.</p>



Usługa	Możliwości świadczenia usług przez farmy wiatrowe
Regulacja napięcia i mocy biernej	<p>Farmy wiatrowe spełniają techniczne wymagania i mogą być wykorzystywane do regulacji napięcia i mocy biernej. Potwierdzeniem tych możliwości jest obecnie prowadzona praktyka operatorów systemu, którzy coraz częściej z powodu problemów z utrzymaniem parametrów napięcia w sieci wykorzystują możliwości farm wiatrowych w tym zakresie.</p> <p>W przypadku elektrowni konwencjonalnych świadczenie usługi regulacji napięcia i mocy biernej na rzecz Operatora jest płatne. Zakres regulacji mocy biernej jest określany indywidualnie dla każdej jednostki w uzgodnieniu z OSP. Przedmiotem zakupu jest udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej polegający na pracy jednostki z załączonym układem ARNE na polecenie OSP. Cena za usługę jest kalkulowana na podstawie kosztów eksploatacyjnych układów ARNE.</p> <p>Zapisy instrukcji ruchu OSP wymagają udostępnienia w zależności od potrzeb Operatora całej dostępnej mocy biernej wynikającej z możliwości technicznych farmy wiatrowej. Taki zapis ma uzasadnienie tylko w przypadkach, kiedy generacja źródeł przyłączonych do sieci dystrybucyjnej powoduje obniżenie jakości dostaw energii do odbiorców. Dodatkowo FW o mocy <math>\geq 50</math> MW przyłączone do stacji sieci przesyłowej muszą posiadać system zdalnego sterowania napięciem i mocą bierną zarówno w trybie autonomicznym jak i we współpracy z nadrzędnym układem regulacji. Ostatnie wymaganie bez odpłatności za świadczenie usługi świadczy o nierównoprawnym traktowaniu JWCD i EW. Farma wiatrowa wyposażona w automatykę regulacyjną, z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego i nadrzędnego układu regulacji ARNE-ARST (jeśli oba układy są skoordynowane) stanowi zasób regulacyjny napięcia i mocy biernej identyczny jak JWCD.</p>

Tabela 3.17 Specyfikacja dodatkowych funkcjonalności turbin wiatrowych które mogły by być traktowane jako usługi regulacyjne

Funkcjonalność	Opis techniczny
Szybka odpowiedź na zmianę częstotliwości (Fast Frequency Response)	<p>Jedną z cech turbin wiatrowych wyposażonych w przekształtnik dla wyprowadzenia mocy, jest możliwość niemal natychmiastowej zmiany mocy oddawanej do systemu, nawet większej niż to wynika z aktualnych warunków wietrzności kosztem zmniejszenia prędkości obrotowej wirnika (tzw. sztuczna inercja). Właściwość ta umożliwia generacji wiatrowej potencjalne świadczenie usług w zakresie szybkiej rezerwy częstotliwości.</p> <p>Ponieważ inercja jest naturalną cechą generatorów synchronicznych, OSP nie zdefiniował jej jako usługi systemowej świadczonej odpłatnie. W przypadku systemów wyprowadzenia mocy przez przekształtnik (turbin wiatrowe) inercja wymaga specjalnego zaimplementowania i pociąga za sobą dodatkowe koszty. W przyszłości wzrost mocy zainstalowanej źródeł rozproszonych (m. in. farm wiatrowych, fotowoltaiki) oraz rozwój energetyki prosumenckiej może przyczynić się do zwiększenia ryzyka zagrożenia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii m.in. w zakresie bilansowania mocy czynnej, w szczególności na obszarach z dużym udziałem energetyki rozproszonej. Rozwój generacji rozproszonej przyczyni się do zmniejszenia udziału generatorów synchronicznych w strukturze pokrywania zapotrzebowania na moc w KSE, co może stwarzać problemy w zapewnieniu dostatecznej sztywności systemu elektroenergetycznego. Dlatego w przyszłości może zaistnieć zapotrzebowanie na tego typu usługę.</p>
Szybka generacja prądu biernego (Fast Reactive Current injection)	<p>Turbiny wiatrowe charakteryzują się możliwościami generowania prądu biernego z szybkim czasem reakcji rzędu 40-50 milisekund.</p> <p>Obowiązujące instrukcje operatorskie wymagają, aby farma wiatrowa była przystosowana do utrzymania się w pracy w przypadku wystąpienia zwarć w sieci, skutkujących obniżeniem się napięcia w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej. Wg opracowywanych kodeksów sieciowych przez ENSTO-E siłownie wiatrowe o mocy od 1 MW powinny nie tylko przetrwać stan zwarć w sieci, ale także wspomóc pracę sieci poprzez szybką generację mocy biernej. Po przyjęciu zapisów kodeksu sieciowego przez KE wymagania te będą obowiązkowe dla jednostek wiatrowych przyłączanych do sieci.</p>
Regulacja napięcia i mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej	<p>Producenci turbin deklarują, że ich urządzenia są fabrycznie lub mogą być opcjonalnie wyposażone w urządzenia umożliwiające generację mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej.</p> <p>Większość ankietowanych producentów energii elektrycznej deklarowała zdolność generacji mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej. Zakres oraz jakość regulacji jest uzależniona od zainstalowanych na farmie urządzeń.</p>

## 4. Zapotrzebowanie KSE na usługi regulacyjne z farm wiatrowych w Polsce

### 4.1. Potencjał świadczenia usług regulacyjnych przez farmy wiatrowe w Polsce

Do oszacowania potencjału możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez farmy wiatrowe wykorzystano:

- informacje uzyskane od producentów siłowni wiatrowych na podstawie ankiet;

Tabela 4.1 Liczba zainstalowanych turbin wiatrowych w KSE oraz ich moc zainstalowana na podstawie ankiet pozyskanych od producentów siłowni

Wyszczególnienie	Producenci turbin wiatrowych					Łącznie
	1	2	3	4	5	
Liczba zainstalowanych turbin w KSE	b.d.	7	168	600	55	<b>830</b>
Suma mocy zainstalowanej, [MW]	b.d.	16.8	347.2	1200	130	<b>1694</b>

- dane publikowane przez PSE SA w ramach planów koordynacyjnych, m.in. informujące o wielkości mocy zainstalowanej generacji wiatrowej w KSE ([www.pse.pl](http://www.pse.pl)). Ankiety od wytwórców pozyskano w okresie grudzień 2015 - styczeń 2016. Dlatego dodatkowo uwzględniono farmy wiatrowe przyłączone do KSE od listopada 2015 do stycznia 2016, ok. 500 MW;
- prognozę generacji wiatrowej do 2020 roku (rozdział 6.1.1), przyjęto ok. 2 000MW dodatkowej generacji wiatrowej.

Na podstawie przyjętych założeń oszacowano, że do 2020 roku farmy wiatrowe o mocy zainstalowanej na poziomie 4÷4,5 GW, technicznie byłby w stanie świadczyć usługi regulacyjne omówione w rozdziale 3 *Techniczne możliwości świadczenia usług systemowych przez farmy wiatrowe*.

W celu oszacowania realnego poziomu mocy generacji wiatrowej mogących uczestniczyć w regulacji wtórnej uwzględniono techniczne możliwości turbin (kwerenda przeprowadzona wśród producentów turbin wiatrowych) oraz warunki wietrzności przy których mogą wystąpić problemy z dobowym bilansowaniem systemu (symulacja). Przyjęto następujące założenia:

- moc zainstalowana FW, która byłaby technicznie świadczyć usługi regulacyjne:  $P^{GW}=3,5\div 4$  GW;
- pasmo regulacyjne turbin wiatrowych 95%-75%  $P_n$  (średnio 85%);
- maksymalna wielkość generacji wiatrowej przy której występują problemy bilansowania mocy czynnej przez źródła JWCD wynosi ok. 5 GW (na podstawie wyników z symulacji przedstawionych w rozdziale 6.2.3). Współczynnik wykorzystania mocy znamionowej wynosi:

$$\frac{P_{DYSZ}}{P_N} = \frac{5}{6,8} = \sim 0,74$$

Dostępna moc generacji wiatrowej, która może być wykorzystana w ramach świadczenia usług regulacji wtórnej (oraz operacyjnej rezerwy mocy w kierunku zmniejszania generacji), oszacowano wg zależności:

$$P_{REG}^{GW} = P^{GW} * 0.85 * 0.74 = (4 \div 4.5) * 0.85 * 0.74 = (2.5 \div 2.8) [GW]$$

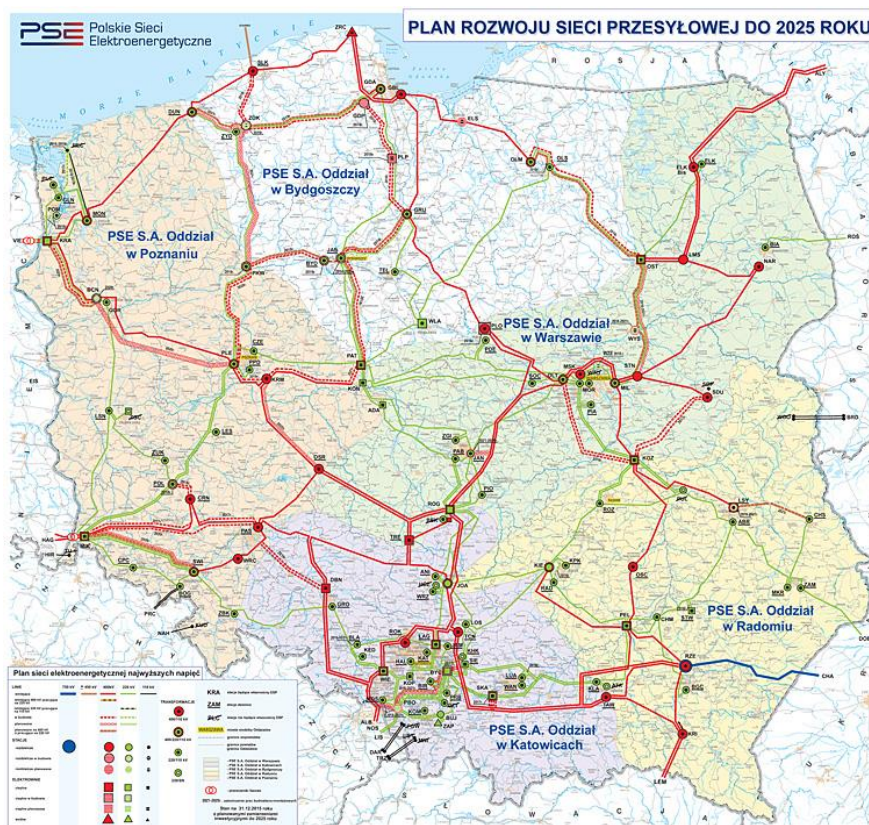
Oszacowany potencjał regulacyjny znacznie przekracza wielkość pasma regulacji wtórnej w kierunku zmniejszania generacji (500 MW) wymagane przez OSP ze względu na bezpieczeństwo prowadzenia ruchu KSE.

#### 4.2. Wykorzystanie generacji wiatrowej do regulacja napięcia i mocy biernej

Farma wiatrowa wyposażona w automatykę regulacyjną, z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego stanowi regulowane źródło mocy biernej. Zakres oraz jakość tej regulacji jest uzależniona od zainstalowanych na farmie urządzeń. Zakres możliwości regulacji mocy biernej wynika z zapisów IRiESP. Farma wiatrowa musi posiadać zdolność do generacji mocy biernej w wielkości wynikającej ze współczynnika mocy w miejscu przyłączenia w granicach od  $\cos\varphi=0,95$  (indukcyjny) do  $\cos\varphi=0,95$  (pojemnościowy) i mocy czynnej osiągalnej  $P_{os}$ . Przy obciążeniu mocą czynną niższą od  $P_{os}$ , należy udostępnić całą dostępną moc bierną w zakresie poza  $\cos\varphi=0,95$ , zgodnie z możliwościami technicznymi farmy. Farmy wiatrowe przyłączone do sieci są wyposażone w system sterowania i regulacji w zakresie napięcia i mocy biernej. Dodatkowo duże farmy wiatrowe ( $P_{INST}>50$  MW), w tym przyłączone do sieci dystrybucyjnej powinny być wyposażone w nadrzędny system sterowania napięciem i mocą bierną. Operator Systemu przesyłowego ma prawo do zmiany trybu regulacji farmy wiatrowe oraz wartości generacji mocy biernej za pomocą zdalnego sterowania w czasie rzeczywistym. Większość ankietowanych producentów energii elektrycznej z farm wiatrowych deklaruowała zdolność generacji mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej. To oznacza, że farma wiatrowa może być dyspozycyjnym źródłem mocy biernej dla Operatorów Sieci.

Powyższe wymagania są związane z problemami napięciowymi, które mogą być stwarzane przez dużą generację przyłączoną w głębi sieci, która nie była projektowana z myślą o przepływie mocy z sieci dystrybucyjnej w kierunku sieci przesyłowej. Ewentualne problemy napięciowe najczęściej mają charakter lokalny i wynikają z przyłączenia farmy wiatrowej w danym punkcie sieci. Wymagania wobec farm wiatrowych mają za zadanie przeciwdziałać negatywnym skutkom ich obecności.

W niedalekiej przyszłości należy oczekiwać zmian w przyczynach powstawania problemów napięciowych w KSE. OSP w planach rozwoju sieci przesyłowej do 2025 zakłada masywną rozbudowę sieci 400 kV w północnej części Polski, co umożliwi transfer mocy z południa i centrum Polski, gdzie zlokalizowana jest znakomita większość systemowych źródeł wytwórczych, w kierunku północy Polski. Plany rozwojowe PSE SA przedstawiono na rysunku 4.1.



Rysunek 4.1 Plan rozwoju sieci przesyłowej do roku 2025 [15]

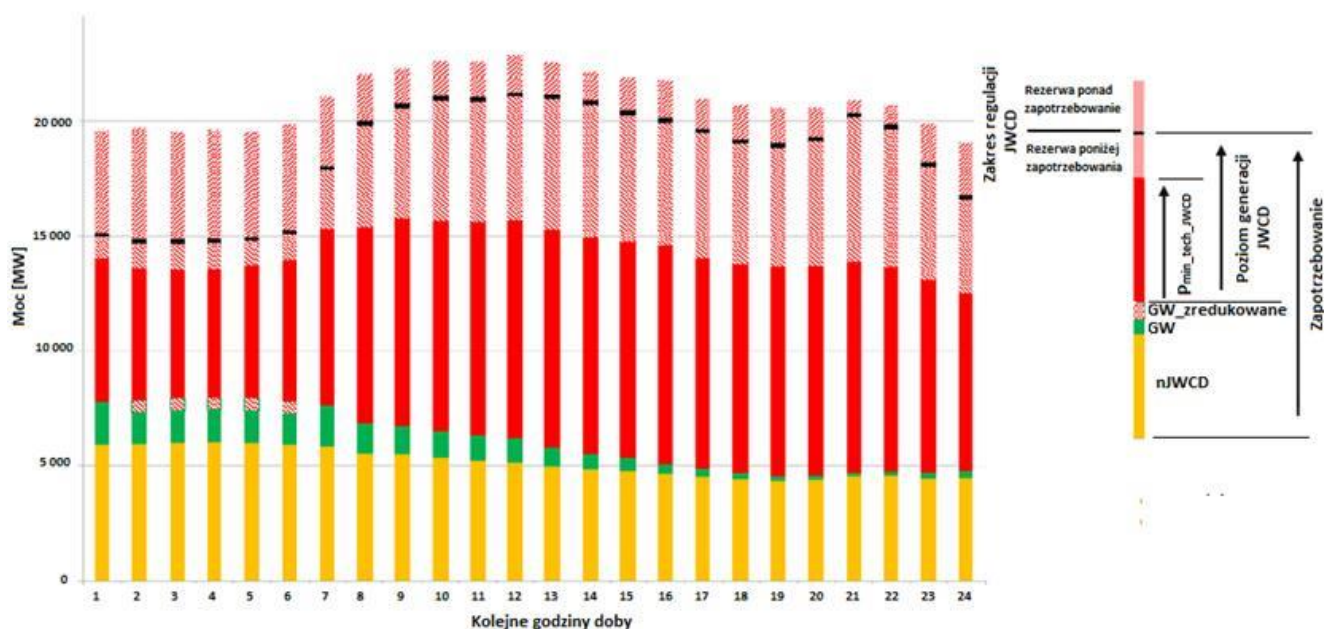
Jednocześnie, znacząca część mocy zainstalowanej generacji wiatrowej jest i będzie w przyszłości przyłączana w północnej części Polski.

W warunkach stosunkowo dużej generacji wiatrowej i stosunkowo małego zapotrzebowania na moc, na północy Polski farmy wiatrowe będą w stanie lokalnie pokryć dużą część zapotrzebowania na moc odbiorców, co będzie prowadziło do zmniejszenia obciążenia dużej liczby linii 400 kV łączących północ z centrum kraju. W efekcie nieobciążone linie systemu przesyłowego będą generowały moc bierną co może doprowadzić do wzrostu poziomu napięć w systemie przesyłowym, a w konsekwencji w systemie dystrybucyjnym. W odróżnieniu od sytuacji rozważanej powyżej, przyczyna ewentualnego wzrostu napięć w systemie dystrybucyjnym nie będzie miała charakteru lokalnego (związanego z obecnością farm wiatrowych), ale charakter globalny i leżałaby w systemie przesyłowym. Należy przy tym zauważyć, że wyłączenie linii 400 kV, które prowadziłyby do obniżenia napięć na północy kraju jest nieracjonalne, ponieważ prowadziłyby do obniżenia niezawodności dostaw energii. Jak wspomniano, na Pomorzu Środkowym i Zachodnim jest stosunkowo niewiele elektrowni systemowych mogących kompensować wzrost napięć na północy kraju (Żarnowiec, Żydowo, Dolna Odra). Natomiast farmy wiatrowe dysponują dobrymi właściwościami w obszarze regulacji napięcia i mocy biernej z powodzeniem mogłyby zostać wykorzystane dla przeciwdziałania negatywnym skutkom wzrostu napięcia w sieci przesyłowej. Należy przy tym zauważyć, że opracowywane przez ENTSO-E kodeksy sieciowe przewidują współpracę pomiędzy OSP i OSD w zakresie regulacji napięć, co pozwala na scedowanie kwestii regulacji napięć w sieciach dystrybucyjnych na OSD, którzy mogliby w tym celu korzystać z usług regulacyjnych świadczonych przez operatorów farm wiatrowych.

Dodatkowo można zauważyć, że analogiczna sytuacja (zbyt wysokie wartości napięcia) ma już miejsce w sąsiednich systemach energetycznych co potwierdzają między innymi przedstawiciele operatora niemieckiego „50Hz”.

#### 4.3. Wykorzystanie generacji wiatrowej do regulacja mocy czynnej i częstotliwości

Możliwość ograniczania mocy jednostek nJWCD w dolinie nocnej wynika z konieczności utrzymania minimalnej wymaganej liczby pracujących JWCD i równocześnie zapewnienie pasma regulacji mocy czynnej w kierunku zmniejszania generacji (JWCD pracują z mocą powyżej minimum technicznego, w związku z czym są w stanie automatycznie lub na polecenie OSP obniżyć moc oddawaną do sieci). Na rysunku 4.2. przedstawiono przykład redukcji mocy nJWCD (obszar przejściowy pomiędzy generacją nJWCD – kolor zielony i JWCD - kolor czerwony), w dolinie dobowej krzywej obciążenia. Ma to na celu zapewnienie wymaganego poziomu regulacji w kierunku zmniejszania mocy (obszar pomiędzy czarnym znaczkiem obciążenia do pokrycia przez JWCD i sumą minimów technicznych JWCD-kolor ciemnoczerwony).



Rysunek 4.2 Dobowy profil generacji oraz możliwości regulacyjne JWCD - ograniczenie mocy z generacji wiatrowej

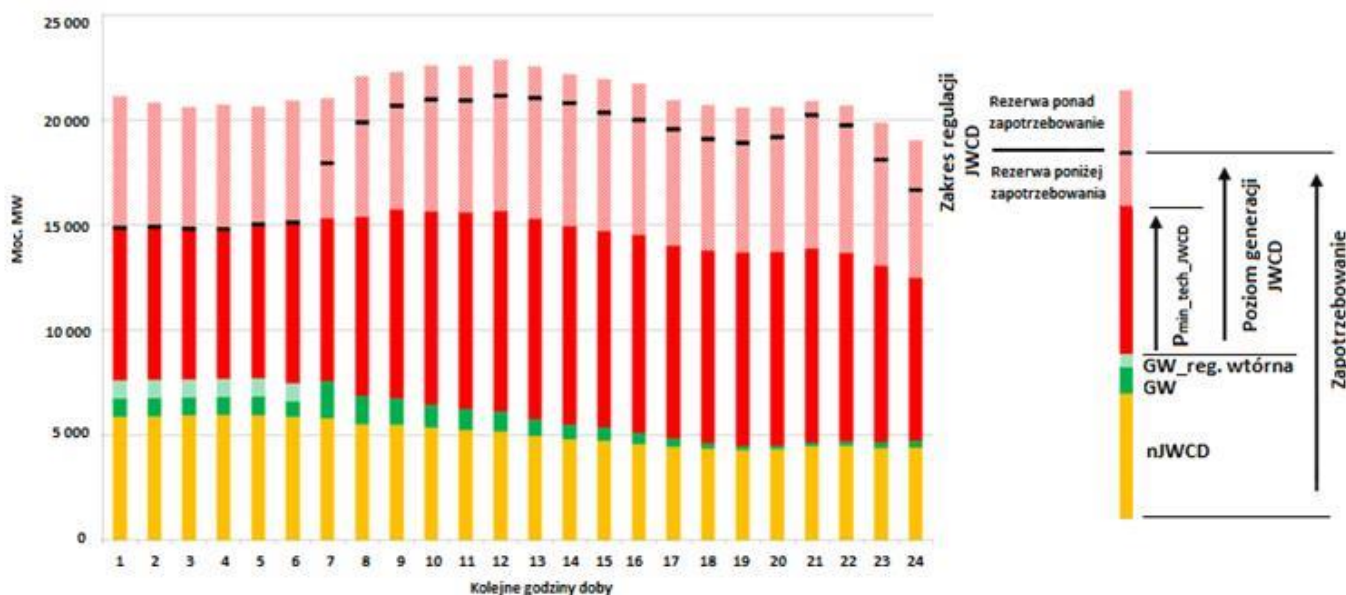
Powyższa sytuacja skutkuje trwałą utratą produkcji EW. Rezerwa wirująca w kierunku zmniejszenia generacji jest niezbędna dla niezawodnego prowadzenia ruchu sieci, ale nie jest tożsama z jej wykorzystaniem, t.j. ze zmniejszaniem generacji, jest rodzajem „opcji” którą OSP może wykorzystać, jeżeli zajdzie taka potrzeba. OSP mógłby zrezygnować z alokacji rezerwy w kierunku zmniejszania generacji na JWCD, przy czym:

1. Pozwoliłoby to na pracę JWCD z mocą minimum technicznych bloków, a co za tym idzie, pozwoliłoby na zwiększenie ilości pracujących JWCD w dolinie obciążenia (w paśmie 500 MW rezerwy mieszczą się dodatkowe JWCD o mocy zainstalowanej bliskiej 1000 MW).



2. Zwiększenie mocy zainstalowanej bloków JWCD w dolinie obciążenia, umożliwi pokrycie większego zapotrzebowania na moc w szczycie obciążenia bez uruchamiania dodatkowych JWCD w szczycie, przez co przyczyni się do obniżenia kosztów funkcjonowania KSE (koszt uruchomień, żywotność, etc.).
3. Pozwoliłoby na zwiększenie ilości JWCD pracujących w dolinie krzywej obciążenia, co ułatwi spełnienie kryterium minimalnej wymaganej ilości pracujących JWCD ze względu na sieciowe ograniczenia systemowe.
4. Pozwoliłoby to na uniknięcie dużych prewencyjnych redukcji mocy nJWCD, a co za tym idzie produkcji energii z OZE. Jeżeli rezerwa wirująca byłaby alokowana na jednostkach nJWCD to ograniczanie ich mocy byłoby ściśle związane z chwilowymi warunkami pracy KSE i po ustąpieniu zagrożenia automatycznie ograniczenia byłyby anulowane.
5. Produkcja utracona w związku z pracą w regulacji jednostek nJWCD byłaby znacznie mniejsza niż w przypadku prewencyjnego ograniczania ich mocy i, jak to jest obecnie, alokacji rezerwy wirującej na JWCD, co wspierało by realizację zobowiązań Polski w zakresie udziału energii z OZE w bilansie kraju.
6. Przyczyniłoby się do obniżenia kosztów funkcjonowania KSE ze względu na unikanie utraty produkcji z OZE oraz unikanie dodatkowych uruchomień JWCD w szczycie.

Warunkiem bezwzględnie koniecznym jest zapewnienie przez nJWCD standardów świadczenia usług regulacyjnych identycznych z tymi które oferują JWCD (zdefiniowane w IRiESP parametry usług takie jak: czas dostępu, czas odpowiedzi na sygnał regulacyjny, pasmo regulacji etc.). Na rysunku 4.3 przedstawiono alokację rezerwy wirującej na FW.



Rysunek 4.3 Dobowy profil generacji oraz możliwości regulacyjne JWCD - udział generacji wiatrowej w regulacji wtórnej

Turbiny/farmy wiatrowe w większości są technicznie przystosowane do równoczesnej regulacji mocy w funkcji częstotliwości i redukcji mocy o zadanej wartości. W zależności od sytuacji w systemie elektroenergetycznym, farma wiatrowa pracując w zaniżeniu ma możliwość zwiększania lub zmniejszania mocy oddawanej do sieci zgodnie ze zdefiniowaną charakterystyką statyczną w całym paśmie regulacyjnym (w kierunku zmniejszania lub zwiększania mocy oddawanej do sieci). Oznacza to możliwość równoczesnego świadczenia usług rezerwy pierwotnej i wtórnej.

Zagrożenia ograniczania mocy nJWCD występuje wyłącznie w warunkach bardzo dużej mocy oddawanej przez nie do sieci. Zakładając udział farm wiatrowych w świadczeniu usług regulacyjnych, będzie się to odbywało tylko przy bardzo dużej mocy oddawanej do sieci przez całą generację wiatrową przyłączoną do KSE, nie ma zatem obawy o dyspozycyjność rezerwy – duża generacja wiatrowa może zostać zredukowana automatycznie za pomocą systemów teleinformatycznych wykorzystywanych przez OSP do regulacji mocy JWCD w funkcji częstotliwości i salda wymiany z innymi SE.

## 5. Założenie techniczne uczestniczenia w regulacji wtórnej przez farmy wiatrowe

Producenci turbin deklarują, że regulacja związana z częstotliwością i regulacja mocy zadanej farmy są od siebie niezależne i mogą być realizowane równocześnie. Jeśli farma wiatrowa miałaby brać udział w regulacji mocy, częstotliwości i salda wymiany z innymi SE, układ sterowania mocą czynną farmy musi umożliwiać zdalną zmianę wartości zadanej (dopuszczalnej) mocy czynnej oddawanej do systemu. Sygnał regulatora LFC operuje m.in. sygnałami „wartość zadana BPP” oraz „wartość zadana mocy po korekcie ze względu na regulację wtórną”.  $P_{wmax\_nab}$  oznacza zakres regulacji wtórnej przy zwwyżce mocy i  $P_{wmax\_red}$  oznacza zakres regulacji wtórnej przy redukcji mocy. Umożliwia to realizację podziału regulacji „w dół” alokowanej na farmy wiatrowe oraz regulację „w górę” na JWCD, zachowując sumarycznie wymagane pasmo rezerwy.

### 5.1. Planowanie pracy KSE na dobę następną

Algorytm podziału pasma regulacji wtórnej „w dół” przez LFC pomiędzy JWCD i OZE w dolinie obciążenia powinien w zależności od warunków bilansowania KSE kolejnych kwadransach doby:

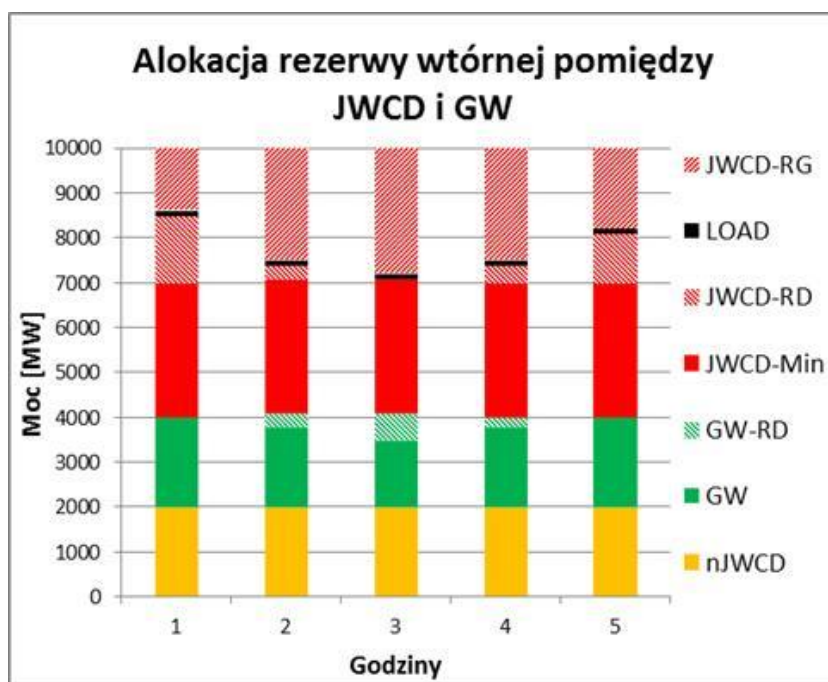
1.  $\Sigma_{JWCD} (BPP) > \Sigma_{JWCD} (P_{MIN\_TECH} + P_{wmax\_red})$  (suma bieżących punktów pracy JWCD jest większa od sumy ich minimów technicznych powiększonych o pasmo regulacji w kierunku zmniejszania generacji);
  - całe pasmo regulacji w kierunku zwiększania i zmniejszania generacji alokowane na JWCD;
  - brak alokacji pasma regulacji wtórnej na GW.
2.  $\Sigma_{JWCD} (P_{MIN\_TECH}) < \Sigma_{JWCD} (BPP) < \Sigma_{JWCD} (P_{MIN\_TECH} + P_{wmax\_red})$  ;(suma BPP JWCD znajduje się pomiędzy sumą ich minimów technicznych i sumą ich minimów technicznych powiększoną o wymaganą rezerwę w kierunku zmniejszania generacji);
  - całe półpasmo regulacji w kierunku zwiększania generacji alokowane na JWCD;
  - fragment półpasma regulacji w kierunku zmniejszania generacji alokowane na JWCD w ilości  $P_{wmax\_red\_JWCD} = \Sigma_{JWCD} (BPP) - \Sigma_{JWCD} (P_{MIN\_TECH})$  (suma BPP i suma minimów technicznych) ; priorytet wykorzystania tego fragmentu półpasma regulacji w dół;
  - fragment półpasma regulacji w kierunku zmniejszania generacji alokowane na GW w ilości  $P_{wmax\_red\_GW} = P_{wmax\_red} - P_{wmax\_red\_JWCD}$  (pozostała część wymaganego zakresu regulacji w kierunku zmniejszania generacji, która nie została alokowana na JWCD).
3.  $\Sigma_{JWCD} (P_{MIN\_TECH}) = \Sigma_{JWCD} (BPP)$ ; w kwadransie doby, w którym zapotrzebowanie na moc do pokrycia przez JWCD jest najmniejsze, cała rezerwa w kierunku zmniejszania alokowana jest na GW
  - całe półpasmo regulacji w kierunku zwiększania generacji alokowane na JWCD;
  - całe półpasmo regulacji w kierunku zmniejszania generacji alokowane na GW;



Zasadę podziału alokacji rezerwy wtórnej pomiędzy jednostki JWCD i generację wiatrową przedstawiono na rysunku 5.1. Na rysunku przyjęto następujące oznaczenia:

- nJWCD moc oddawana do sieci przez nJWCD konwencjonalne;
- GW moc oddawana do sieci przez generację wiatrową;
- GW-RD rezerwa wtórna w kierunku zmniejszania generacji alokowana na GW;
- GW-RG rezerwa wtórna w kierunku zwiększania generacji alokowana na GW;
- JWCD-Min suma minimów technicznych JWCD;
- JWCD-RD rezerwa wtórna w kierunku zmniejszania generacji alokowana na JWCD;
- LOAD – zapotrzebowanie na moc odbiorców;
- JWCD-RG rezerwa wtórna w kierunku zwiększania generacji alokowana na JWCD.

Suma (GW-RD+JWCD-RD) jest wartością stałą, natomiast obydwie składowe mogą się zmieniać z kwadransu na kwadrans. Na rysunku 5.1 w godzinach od drugiej do czwartej rezerwa wtórna jest alokowana na elektrownie wiatrowe, przy czym o godzinie trzeciej, gdy obciążenie do pokrycia przez JWCD jest równe sumie ich minimów technicznych, rezerwa wtórna w kierunku zmniejszania generacji jest w całości alokowana na elektrownie wiatrowe. Zakłada się, że rezerwa pierwotna może być świadczona przez JWCD w paśmie 2.5%  $P_N$  poniżej minimum technicznego<sup>6</sup>.



Rysunek 5.1 Planowanie alokacji rezerwy wtórnej pomiędzy jednostki JWCD i GW

Jeżeli w trakcie planowania pracy systemu przyjąć, że w dolinie, w kwadransie o najmniejszym planowanym obciążeniu „do pokrycia przez JWCD” będą one pracowały z mocami minimów technicznych, powyższy algorytm:

1. umożliwi pracę większej liczby JWCD w dolinie obciążenia, co wpływa na obniżenie się kosztów związanych z koniecznością odstawiania części bloków w dolinie oraz ponownego uruchamiania w celu pokrycia zapotrzebowania w szczycie.

<sup>6</sup> Zgodnie z IRiESP nie jest to traktowane jako praca w zaniżeniu

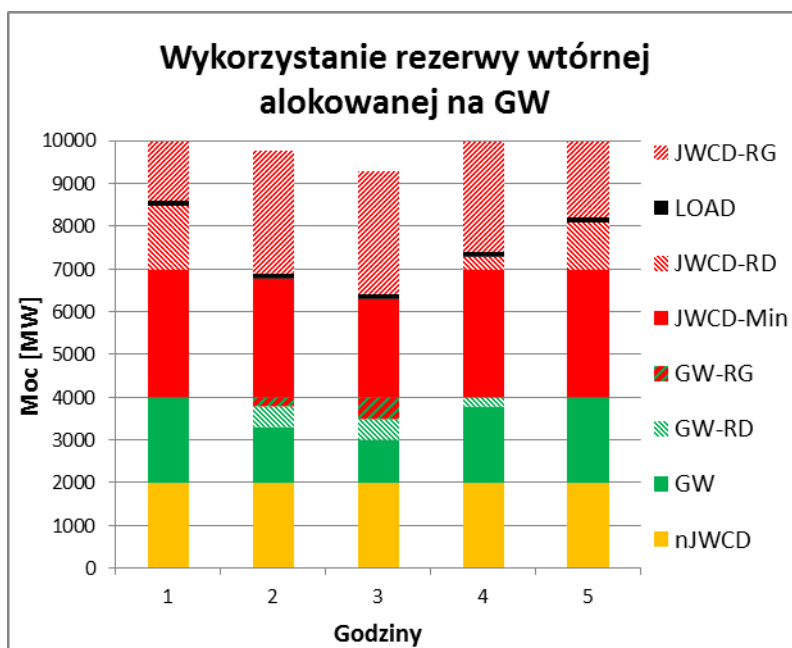
2. pozwala na unikanie prewencyjnego ograniczania mocy GW w celu zapewnienia regulacyjności systemu.

Co do zasady, planując pracę KSE nie powinno się planować zaniżania mocy JWCD, jeżeli nie wynika to z generacji JWCD wymuszonej ograniczeniami systemowymi.

## 5.2. Prowadzenie ruchu KSE

Należy założyć, że prowadzenie ruchu KSE będzie odbiegało od planu ze względu na błędy prognoz zapotrzebowania na moc i generacji nJWCD. Wykorzystanie pasma regulacji wtórnej w kolejnych przedziałach 15-sto minutowych będzie związane z realizacją następującego algorytmu:

4.  $\Sigma_{\text{JWCD}}(\text{P}_{\text{MIN\_TECH}}) > \Sigma_{\text{JWCD}}(\text{BPP}) > \Sigma_{\text{JWCD}}(\text{JWCD}_{\text{MustRun}})$  - zapotrzebowanie do pokrycia przez JWCD jest mniejsze od sumy ich minimów technicznych, ale większe od generacji JWCD wymuszonej ograniczeniami systemowymi<sup>7</sup>.
  - godzina 2 i 3. Częściowo półpasmo w kierunku zwiększania generacji alokowane na GW; priorytet wykorzystania (GW-RG na rysunek 5.2);
  - całość półpasma w kierunku zmniejszania generacji alokowane na GW (GW-RD).



Rysunek 5.2 Wykorzystanie rezerwy wtórnej w kierunku zmniejszania generacji alokowanej na GW

W rozważanym przykładzie GW świadczy usługę rezerwy wtórnej w kierunku zwiększania generacji. W paśmie zaniżonej mocy oddawanej do sieci przez GW pracują JWCD z mocami minimum technicznego.

W przypadku częściowego lub całkowitego wykorzystania zaplanowanego pasma regulacji w kierunku zmniejszania generacji alokowanego na GW, technicznie możliwe jest utrzymanie na niezmiennym poziomie wielkości tego pasma. W przypadku nieprzewidzianych

<sup>7</sup> brak zagrożenia bezpieczeństwa KSE, trudności techniczne lub wysokie koszty odstawienia nJWCD konwencjonalnych i JWCD

(i niezaplanowanych) zdarzeń w KSE, takich jak błędy prognoz zapotrzebowania na moc, generacji OZE etc., gdy:

- JWCD pracują z mocą minimów technicznych;
- moc do pokrycia przez JWCD będzie mniejsza od sumy ich minimów technicznych;
- pasmo regulacji w dół alokowane na GW zostało całkowicie wykorzystane oraz;
- odstawienie JWCD lub nJWCD konwencjonalnych jest utrudnione technicznie lub związane z nadmiernymi kosztami.

możliwe jest zaniżenie generacji wiatrowej poniżej założonego na etapie planowania pasma regulacji w dół z zachowaniem przez GW zdolności do świadczenia usługi rezerwy wtórnej w kierunku zmniejszania generacji. Graficznie przedstawiono taką sytuację na rysunku 5.2.

Zakres regulacji mocy czynnej na farmie wiatrowej zależy jest od możliwości technicznych poszczególnych turbin wiatrowych oraz aktualnych warunków pogodowych. Sterowanie mocą czynną w zależności od wymaganej wartości zniżenia odbywa się w zależności od rozwiązań zaimplementowanych przez producentów turbin:

1. Redukcja jest realizowana na kolejnych pojedynczych turbinach do osiągnięcia ich mocy minimalnej.
2. Redukcja jest realizowana na wszystkich turbinach równocześnie do osiągnięcia ich mocy minimalnej, po czym następują kaskadowe wyłączenia turbin do osiągnięcia mocy zadanej farmy.

Technicznie możliwy maksymalny zakres regulacji mocy czynnej farmy, indywidualny dla każdej farmy, powinien być potwierdzony testami, podobnie jak dokładność wyznaczania przez SCADA FW produkcji utraconej w trakcie świadczenia usługi rezerwy wtórnej.

Zasadniczo nowym zagadnieniem z punktu widzenia OSP byłby sposób sterowania mocami poszczególnych farm wiatrowych. Regulator LFC (dawniej ARCM) przekazuje sygnał sterowania mocą JWCD bezpośrednio do tych jednostek, a OSP może obserwować w trybie on-line zmiany mocy oddawanej do sieci przez poszczególne jednostki. Regulator centralny LFC umożliwi indywidualne załączanie lub wyłączenie JWCD udziału w regulacji pierwotnej oraz wtórnej na poszczególnych JWCD.

Ze względu fakt, że moc zainstalowana większości z farm, które mogłyby uczestniczyć w regulacji, jest zbyt mała z punktu widzenia OSP, będą musiały być one agregowane obszarowo, a możliwości regulacyjne wynikające z parametrów technicznych i lokalnych warunków pogodowych byłyby oferowane dla OSP zbiorczo przez podmioty odpowiedzialne za agregację. Regulator centralny LFC, dysponując zagregowaną informacją o mocy oddawanej do sieci, prognozą mocy oddawanej do sieci w krótkim horyzoncie czasu oraz o dostępnej wartości redukcji mocy zbiorczo przez grupę farm wiatrowych, rozdzielałby wymaganą z punktu widzenia KSE redukcję mocy pomiędzy zagregowane obszarowo grupy FW uczestniczące w regulacji. Zadaniem agregatora byłoby rozdzielenie wartości zadanej redukcji pomiędzy farmy, które reprezentuje. W dalszej kolejności SCADA farmy wiatrowej rozdzielałby sygnały sterujące pomiędzy poszczególne turbiny. Mielibyśmy zatem do czynienia z hierarchiczną strukturą sterowania rezerwą wtórną, w której OSP obserwowałby

jedynie zbiorczo grupę farm wiatrowych, natomiast praca poszczególnych farm, a tym bardziej turbin wchodzących w ich skład byłaby dla OSP niewidoczna.

Najskuteczniejszym sposobem realizacji algorytmu sterowania mocą czynną FW w celu świadczenia przez nie usług regulacji wtórnej wydaje się przekazywanie do agregatorów wartości zadanej mocy oddawanej do systemu przez grupę farm którą reprezentują. Działanie algorytmu mogłoby być realizowane w następujący sposób :

1. LFC iteracyjnie określa korektę [MW] wytwarzania na najbliższe następujące po sobie okresy czasu.
2. LFC na podstawie mocy oddawanej do sieci (lub mocy możliwej do oddania, wyznaczonej przez SCADA poszczególnych FW w przypadku gdy już pracują w zaniżeniu) przekazywanej do OSP w formie zagregowanej, rozdziela wymaganą redukcję mocy pomiędzy grupy farm i przekazuje agregatorom wartość zadaną mocy oddawanej do sieci przez grupę FW, ci z kolei rozdzielają redukcję pomiędzy FW którymi administrują.
3. OSP na poziomie agregatorów i agregatorzy na poziomie FW śledzą wielkości produkcji utraconej raportowane przez SCADA FW. Jeżeli moc oddawana do sieci przez którąś z FW wchodzących w skład grupy, na skutek lokalnego obniżenia prędkości wiatru (lub awarii turbiny) spadnie poniżej maksymalnej dopuszczalnej wartości zadanej, agregator realokuje rezerwę poprzez podniesienie dopuszczalnej mocy dla innej FW, której moc jest ograniczana, przez co minimalizuje produkcję utraconą FW i utrzymuje wyznaczony przez LFC progowy górny poziom generacji.
4. Analogicznie postępuje OSP utrzymując progowy górny poziom generacji wiatrowej na terenie całego kraju.
5. Jakość działań agregatorów i OSP oceniana jest poprzez stosunek szerokości wykorzystanego pasma regulacji do produkcji utraconej FW.

Układ sterowania farmy wiatrowej powinien wyznaczyć swoje całkowite zdolności regulacji mocy dla aktualnie pracujących turbin wg poniższej zależności:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^m (P_{akt,i} - P_{min,i}) = \sum_{i=1}^m (\Delta P_i),$$

gdzie:

- $\Delta P$  zakres zdolności regulacji mocy czynnej farmy MW,
- $\Delta P_i$  zakres zdolności regulacji mocy czynnej pracującej i-tej turbiny wiatrowej MW,
- $P_{akt,i}$  aktualna wartość mocy czynnej pracującej i-tej turbiny wiatrowej MW,
- $P_{min,i}$  minimalna wartość mocy czynnej pracującej i-tej turbiny wiatrowej MW,
- $m$  liczba aktualnie pracujących turbin wiatrowej na farmie,
- $P_{n,i}$  moc zainstalowana i-tej turbiny wiatrowej MW,
- $P_n$  suma mocy zainstalowanej (wszystkich turbin pracujących) farmy wiatrowej MW.

Względny maksymalny dostępny zakres regulacji turbiny możemy zdefiniować następująco:

$$z_i = \frac{\Delta P_i}{P_{n,i}}$$

Względny maksymalny dostępny zakres regulacji dla farmy wiatrowej możemy zdefiniować następująco:

$$z_{FW} = \frac{\sum_{i=1}^m (\Delta P_i)}{\sum_{i=1}^m (P_{n,i})} = \frac{\Delta P}{P_n}$$

Względny maksymalny dostępny zakres regulacji dla całego systemu elektroenergetycznego wynosi:

$$z = \frac{\sum_{i=1}^l (\Delta P_{FW,i})}{\sum_{i=1}^l (P_{nFW,i})} = \frac{\Delta P_s}{P_{ns}}$$

gdzie:

- $\Delta P_s$  zakres zdolności regulacji mocy czynnej KSE, MW,
- $P_{ns}$  suma mocy zainstalowanej wszystkich farm wiatrowych biorących udział w regulacji w całym KSE, MW,
- $l$  liczba farm wiatrowych biorących udział w regulacji,
- $\Delta P_{FW,i}$  zakres zdolności regulacji mocy czynnej pracującej i-tej farmy wiatrowej MW,
- $P_{nFW,i}$  moc zainstalowana i-tej farmy wiatrowej, MW.

Poprzez sumowanie zakresu zdolności regulacyjnych wszystkich farm wiatrowych w KSE biorących udział w regulacji otrzymamy sumaryczne zdolności regulacyjne dla całego kraju i oznaczmy je przez  $\Delta P_{\text{suma}}$ . Maksymalną wielkość rezerwy jaka ewentualnie zostanie pokryta przez grupę oznaczmy  $\Delta P_{\text{rez}}$ .

Jeżeli  $\Delta P_{\text{suma}} \geq \Delta P_{\text{rez}}$  wówczas całą założoną rezerwę można alokować na elektrowniach wiatrowych, a wymagany współczynnik względnego zakresu regulacji możemy wyznaczyć, przy założeniu że wszystkie farmy biorą udział w regulacji:

$$z_{wym} = \frac{\Delta P_{rez}}{P_{ns}}$$

$\Delta P_{rez}$  wymagane pasmo rezerwy w kierunku zmniejszania generacji

Jeżeli jest znana wartość względnego wyznaczonego na podstawie analiz technicznych parametrów turbin oraz pomiarów  $z_{wym_o}$ , wówczas możemy wyznaczyć wymaganą minimalną wartość mocy zainstalowanej farm wiatrowych biorących udział w regulacji w celu pokrycia rezerwy  $\Delta P_{rez}$

$$P_{ns\_wym} = \frac{\Delta P_{rez}}{z_{wym_o}}$$

Jeśli  $\Delta P_{\text{suma}} < \Delta P_{\text{rez}}$  wówczas możemy zrealizować rezerwę o wartości  $\Delta P_{\text{suma}}$ , a brakującą część  $\Delta P_{\text{rez}} - \Delta P_{\text{suma}}$  należy zrealizować przez JWCD pracujących w sposób klasyczny. Będą wówczas pracowały wszystkie dostępne farmy wiatrowe mogące brać udział w regulacji z maksymalnym względnym zakresem regulacji.

### 5.3. Koszty świadczenia usług regulacyjnych przez parki wiatrowe

Koszty świadczenia usług regulacyjnych mogą powstawać w fazie inwestycyjnej lub eksploatacyjnej projektu farmy wiatrowej. Koszty inwestycyjne ponoszone w celu zapewnienia zdolności do świadczenia usług regulacyjnych powinny być uwzględniane w opłacie za gotowość do świadczenia usług. Opłata ta powinna pozwolić na zwrot nakładów

inwestycyjnych w założonym okresie czasu. Koszty zmienne związane ze świadczeniem usługi regulacyjnej powinny być pokrywane opłatami proporcjonalnymi do ich wielkości lub, w przypadku trudności z ich wyznaczaniem, ryczałtowo za załączony układ regulacji umożliwiający świadczenie usługi regulacyjnej.

### 5.3.1. Koszty inwestycyjne

Część z producentów uczestniczących dostarczyła informacje dotyczące kosztów wyposażenia pozwalającego na świadczenia usług regulacyjnych. Dotyczy to w szczególności możliwości regulacyjnych wykraczających poza standardowe wymagania Operatorów Systemów Przesyłowych i Dystrybucyjnych w stosunku do turbin lub farm wiatrowych <sup>(8)</sup>:

1. Funkcja “Extended reactive power capability”. Zapewnia rozszerzenie zakresu regulacji  $\cos\phi$  ponad wymagany zakres  $\pm 0,95$  po stronie dolnej transformatora. Koszt dodatkowego wyposażenia elektrowni wiatrowej w taką opcję wynosi ok. 30 tys. EUR dla projektów farm poniżej 10 turbin oraz ok. 20 tys. EUR dla projektów powyżej.
2. Możliwość generacji mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej realizowana w oparciu o urządzenia STATCOM. Umożliwia regulację napięcia i mocy biernej w warunkach postoju elektrowni wiatrowej lub braku wiatru. Zakres regulacji bywa zróżnicowany. Przykładowo, dla zakresu regulacji 500 kVAr do 800 kVAr z turbiny o mocy równej co najmniej 300 kVAr, koszt instalacji dodatkowych urządzeń wynosi ok. 80 EUR/kVAr.
3. Producenci turbin nie udzielili informacji na temat dodatkowych kosztów związanych z innymi potencjalnymi możliwościami regulacyjnymi turbin wiatrowych takich jak szybka odpowiedź na zmianę częstotliwości (Fast Frequency Response) czy szybka generacja prądu biernego (Fast Reactive Current injection). Należy jednak oczekiwać, że tego typu nowe (niewymagane dotychczas przez OSP) cechy turbin wiatrowych znacznie podnosiły by koszty inwestycyjne, i jeżeli miały by być implementowane, musiały by być objęte długoterminową umową o świadczenie usług regulacyjnych która gwarantował by zwrot poniesionych nakładów inwestycyjnych niezależnie od intensywności ich wykorzystania w kolejnych latach.
4. Koszty inwestycyjne urządzeń telekomunikacyjnych i dzierżawy łączy komunikacyjnych dedykowanych dla świadczenia usługi. Dotyczy to w szczególności dedykowanych systemów telekomunikacyjnych wykorzystywanych przez PSE SA do zarządzania usługami regulacyjnymi.
5. Jeżeli świadczeniu usługi wiązałoby się z uczestnictwem w Rynku Bilansującym, to może się to wiązać z szeregiem dodatkowych kosztów:
  - ekspozycja na ryzyko odchylenia bilansowych na RB. Związana z błędami prognoz generacji na dobę następną, mogąca implikować większe koszty

---

<sup>8</sup> OSP wypracowują w ramach międzynarodowych stowarzyszeń takich jak European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) lub North American Electric Reliability Corporation (NERC), wypracowują standardy które implementują w instrukcjach sieci przesyłowych, które są następnie implementowane w instrukcjach sieci dystrybucyjnych.

w stosunku do stanu obecnego, gdzie większość farm wiatrowych płaci ryczałtową opłatę w zł za każdą wytworzoną MWh, ale odchylenia prognoz są wyznaczone dla dużej grupy FW na terenie działania firmy obrotu energią, w związku z czym błędy prognoz się wzajemnie kompensują;

- koszt systemów lub usług prognozowania produkcji na dobę następną – dotychczas ponoszone przez sprzedawcę z urzędu;
- koszty stałe dodatkowego personelu związane ze składaniem ofert na RB;
- koszty systemów komunikacji z RB;
- koszty finansowe uczestniczenia w RB.

6. Koszty agregacji ofert regulacyjnych z farm wiatrowych. OSP najprawdopodobniej nie zdecyduje się na współpracę z pojedynczymi farmami wiatrowymi ze względu na ich dużą liczbę i mały potencjał regulacyjny pojedynczej farmy. Będzie rodziło to koszty stworzenia i utrzymania infrastruktury pozwalającej na agregację ofert regulacyjnych, rozdziału poleceń regulacyjnych pomiędzy poszczególne farmy, kontroli wykonania poleceń i pośrednictwo w rozliczeniach za świadczenie usług pomiędzy OSP i wieloma farmami wiatrowymi.

### 5.3.2. Koszty eksploatacyjne

Koszty bezpośrednio związane ze świadczeniem usług regulacyjnych do których można zaliczyć:

1. Produkcję utraconą. Wartość utraconej produkcji to w zależności od systemu wsparcia energetyki odnawialnej cena energii powiększona o wartość certyfikatów pochodzenia lub wartość energii wyznaczona w oparciu o ofertę złożoną w systemie aukcyjnym (z uwzględnieniem sytuacji opisanej w rozdziale 5.3.3).
2. Straty związane z generacją mocy biernej. Wykorzystanie pełnych zdolności regulacyjnych farmy wiatrowej w zakresie mocy biernej może się wiązać ze zwiększonymi stratami mocy czynnej w wewnętrznej sieci farmy. Dla farm funkcjonujących w systemie certyfikatów pochodzenia są to koszty z utraconą produkcją energii (świadczenia pochodzenia są rejestrowane na „zaciskach generatora”, przed wprowadzeniem do wewnętrznej sieci farmy gdzie powstawały by zwiększone straty). Natomiast dla farm funkcjonujących w systemie aukcyjnym była by to procentowa utrata liczona zarówno od produkcji energii „czarnej” jak i części przychodów związanych z systemem wsparcia (pomiar produkcji na granicy stron).
3. Trudne do oszacowania, ale niewątpliwie istniejące, są koszty związane z przyspieszonym zużyciem urządzeń w trakcie świadczenia usług, szczególnie regulacji mocy czynnej. Zmiany mocy oddawanej do sieci przez zaniżanie produkcji będzie prowadziło do szybszego zużycia części mechanicznej turbiny wiatrowej, co w konsekwencji może prowadzić do wzrostu kosztów przeglądów i remontów.

### 5.3.3. Pozostałe koszty

Nowy system wspierania energetyki odnawialnej jest oparty zobowiązanie do wytworzenia określonych ilości energii w zadanym przedziale czasu. Niedotrzymanie zobowiązań wiąże się dla inwestora z ryzykiem poniesienia kar, natomiast uczestniczenie w regulacji mocy

czynnej może być i najprawdopodobniej będzie związane z częściową utratą produkcji. Nie sposób jest określić w jakim stopniu utrata produkcji z tytułu świadczenia usługi regulacji wtórnej może się przyczynić do nałożenia na koniec poszczególnych okresów rozliczeniowych kar na producentów energii, ponieważ:

1. Produkcja podlegająca weryfikacji jest uśredniana w okresach trzyletnich w sposób rolowany.
2. Usługa byłaby świadczona w znacznym stopniu na początku kolejnego roku rozliczeniowego <sup>(9)</sup> bez wiedzy na temat produkcji którą uda się osiągnąć w końcówce roku.
3. Jednocześnie zapotrzebowanie na usługi regulacyjne z farm wiatrowych pojawia się w okresach bardzo dużej wietrzności, co może prowadzić do wniosku, że ewentualne redukcje mocy oddawanej do sieci mogące wpłynąć na sumaryczny roczny wolumen produkcji zostaną skompensowane w okresach poza-dolinowych, co pozwoli na uniknięcie kar za średnią roczną produkcję poniżej deklarowanego wolumenu.

Wydaje się zatem, że najlepszym rozwiązaniem w tym przypadku byłaby modyfikacja systemu wspierania energetyki odnawialnej polegająca na uwzględnianiu w procesie walidacji deklarowanej średniej rocznej produkcji farmy wiatrowej nie tylko produkcji wytworzonej, ale również produkcję niewytworzoną na skutek udziału w regulacji.

Wolumen produkcji niewytworzonej byłby stosunkowo łatwy do ustalenia, ponieważ wcześniej byłby podstawą rozliczeń za świadczenie usługi z OSP.

---

<sup>9</sup> Maksimum zapotrzebowania na usługę rezerwy wtórnej z farm wiatrowych przypada w okresie od października do marca.



## 6. Symulacje zapotrzebowania na regulację wtórną mocy czynnej dla roku 2020

### 6.1. Założenia do przeprowadzenia symulacji

#### 6.1.1. Metodyka prowadzonych symulacji obliczeniowych

Przeprowadzona symulacja miała na celu ilościową ocenę efektów wynikających z wdrożenia rozwiązania polegającego na alokacji rezerwy wtórnej w elektrowniach wiatrowych. Modelowano warunki bilansowania KSE w roku 2020 z wykorzystaniem metodyki stochastycznej, przyjmując jako niezależne zmienne losowe:

1. Zapotrzebowanie na moc odbiorców.
2. Generację nJWCD konwencjonalnych.
3. Generację nJWCD OZE (elektrownie wiatrowe i fotowoltaika).
4. Relację pomiędzy średnimi wartościami parametrów technicznych pracujących JWCD: minimum technicznym i mocą osiągalną.

Przyjęto, że saldo podaży i popytu na energię elektryczną jest bilansowane przez JWCD, z wykorzystaniem zasobów interwencyjnych będących w dyspozycji OSP. Celem obliczeń symulacyjnych było równoczesne spełnienie następujących kryteriów:

- A. zapewnienie minimalnego wymaganego poziomu generacji JWCD ze względu na sieciowe ograniczenia systemowe.
- B. zapewnienie wymaganego poziomu rezerwy wirującej w kierunku zmniejszania generacji JWCD w dolinie krzywej obciążenia.
- C. pokrycie zapotrzebowania na moc w szczycie oraz zapewnienie wymaganego w tych warunkach poziomu rezerwy wirującej w kierunku zwiększania generacji JWCD.

Po wyczerpaniu zasobów regulacyjnych (ESP), w przypadku niespełnienia powyższych warunków, alternatywnie symulowano następujące działania:

1. zredukowano generację wiatrową w dolinie krzywej obciążenia i zastępowano ją generacją konwencjonalną JWCD.
2. uruchamiano dodatkową generację konwencjonalną w szczycie obciążenia bez redukcji GW.

Redukcje generacji wiatrowej w dolinie lub uruchamianie dodatkowej generacji JWCD w szczycie musiały pozwolić na spełnienie kryteriów A, B i C wymienionych powyżej.

Symulacje przeprowadzono w środowisku MatLab poprzez wielokrotne losowanie stanu KSE zgodnie z opracowanymi wcześniej charakterystykami statystycznymi niezależnych zmiennych losowych. Poniżej omówiono sposób modelowania poszczególnych składowych bilansu mocy w KSE.

#### 6.1.2. Dane wejściowe

##### Zapotrzebowanie na moc

Uwzględniono zróżnicowaną dynamikę wzrostu zapotrzebowania na moc w szczycie i w dolinie, w modelach zimowym i modelu letnim. Prowadzi to do pogłębiania się różnic

w zapotrzebowaniu na moc w układzie dobowo-godzinowym i może mieć istotny wpływ na wielkość zapotrzebowania na rezerwę wtórną.

Na podstawie danych publikowanych przez PSE dla okresu 2000-2015 wyznaczono trendy zmian krajowego zapotrzebowania na moc oddzielnie dla sezonu letniego (kwiecień-wrzesień) i zimowego. Zgodnie z oszacowanymi trendami zmian określono prognozy minimalnego i maksymalnego zapotrzebowania na moc w KSE w okresie letnim i zimowym dla roku 2020. Uzyskane wyniki zestawiono w tabeli 6.1.

Tabela 6.1 Prognozy maksymalnego i minimalnego krajowego zapotrzebowania na moc w okresie letnim i zimowym dla roku 2020

	Minimalne [MW]	Maksymalne [MW]
Lato	11 800	24 400
Zima	12 900	27 200

Zgodnie z trendami wzrostu zapotrzebowania na moc w symulacji zostały wykorzystane godzinowe dane obciążenia systemu w roku 2014, przeskalowane na rok 2020.

### Generacja nJWCD konwencjonalnych

Wielkość rocznej produkcji energii elektrycznej z elektrowni zawodowych i przemysłowych jest skorelowana z zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Udział generacji nJWCD w rocznym zużyciu energii elektrycznej jest praktycznie stały i wynosi ok. 23%.

Statystyczne charakterystyki pracy jednostek nJWCD opracowano na podstawie danych historycznych KSE z lat od 2009 do 2014. Przyjęto, że produkcja nJWCD pozostaje w relacji do rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz że dobowo-sezonowy profil generacji nie ulegnie zmianie do roku 2020 (z zachowaniem relacji pomiędzy szczytem i doliną generacji). Dla szacowanego rocznego zużycia energii w roku 2020 na poziomie ok. 166-172 TWh, produkcja źródeł nJWCD konwencjonalnych wyniesie ok. 38-40 TWh. Wyznaczone w ten sposób godzinowe moce nJWCD w roku 2020 posłużyły jako dane wejściowe do przeprowadzenia symulacji.

Nie uwzględniano aspektów wdrożenia dyrektywy IED (Industrial Emissions Directive), w szczególności przyjęto, że moce wytwórcze źródeł zadeklarowanych jako „do wycofania z ruchu” zostaną odtworzone ze względów technologicznych (zapotrzebowanie na ciepło technologiczne zakładów przemysłowych oraz potrzeby grzewcze odbiorców przyłączonych do centralnych systemów ciepłowniczych).

### Generacja nJWCD - OZE (farmy wiatrowe i fotowoltaika)

Przyjęto następujące poziomy mocy zainstalowanej OZE w roku 2020:

Tabela 6.2 Potencjalna moc generacji wiatrowej do 2020 roku

Wyszczególnienie	Jedn.	Dane
<i>System aukcyjny</i>		
Średnioroczna produkcja OZE o mocy powyżej 1 MW i stopniu wykorzystania mocy zainstalowanej <4000 MWh/MW/h	GWh	~1 500

Potencjalna moc zainstalowana GW (przy pracy z mocą zainstalowaną w ciągu roku na poziomie 2 200 h) przy wykorzystaniu przez GW 90% puli przeznaczonych na aukcje	MW	~650
Docelowa moc zainstalowana GW przy założeniu 3 aukcji w latach 2016-2018	MW	~2 000
Generacja wiatrowa poniżej 1 MW z systemu aukcyjnego + prosumenci	MW	20÷50
System zielonych certyfikatów	MW	4 830
<b>Sumaryczna potencjalna moc zainstalowana generacji wiatrowej do 2020 roku</b>	<b>MW</b>	<b>~6 800</b>

Dla wyznaczonej na rok 2020 mocy generacji wiatrowej na poziomie 6,8 GW opracowano statystyczne charakterystyki ich pracy wykorzystując:

- zmienność generacji wiatrowej na podstawie godzinowych danych historycznych z okresu 06.2012-05.2015 publikowanych przez PSE S.A;
- zmienność generacji wiatrowej na podstawie 15-min. danych historycznych publikowanych przez Operatora niemieckiego 50 Hertz.

Najnowsze turbiny wiatrowe charakteryzują się lepszymi parametrami technicznymi, co skutkuje wyższym czasem wykorzystania mocy zainstalowanej w ciągu roku ok. 2 200 h (ok. 25%). Do 2020 roku udział nowego typu turbin w łącznym wolumenie mocy zainstalowanej będzie większy. Jednakże uwzględniając już przyłączone farmy wiatrowe do symulacji przyjęto średni czas wykorzystania mocy farm wiatrowych w ciągu roku na poziomie ok. 2100 h (ok. 24%).<sup>10</sup>

Na potrzeby oszacowania mocy zainstalowanej założono umiarkowany rozwój generacji solarnej, na poziomie ok. 100 MW rocznie, co przekłada się na ok. 500 MW do 2020 roku. Dla wyznaczonej mocy zainstalowanej fotowoltaiki na poziomie 0,5 GW opracowano szeregi czasowe wykorzystując zmienność generacji fotowoltaicznej na podstawie 15-min. danych historycznych publikowanych przez Operatora niemieckiego 50 Hertz. Średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej w ciągu roku przyjęto na poziomie ok. 10%.

### Rezerwy mocy

Na potrzeby analizy dane godzinowe PKD i BPKD z okresu 2009-2014 zostały podzielone ze względu na:

1. sezony roku: letni (kwiecień-wrzesień) i zimowy (pozostałe miesiące).
2. okresy doby: okresy niskiego zapotrzebowania na moc (dolina obciążenia w godzinach 00:00-07:00 dni roboczych oraz dni wolne od pracy) oraz okresy wysokiego zapotrzebowania na moc (szczyt obciążenia w pozostałe godziny dni roboczych).

Zgodnie z zapisami IRiESP sumaryczna planowana rezerwa mocy OSP (obejmująca rezerwy na zaplanowanych do pracy ciepłych JWCD oraz JWCD świadczących usługę praca

<sup>10</sup> na podstawie danych publikowanych przez PSE na [www.pse.pl](http://www.pse.pl), średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej GW w Polsce wynosił w latach 2012-2014 odpowiednio: 21%, 23%, 24% (co stanowi ok. 1850 h, 2000 h, 2100 h).

interwencyjna) powinna wynosić nie mniej niż 9% planowanego zapotrzebowania, zaś rezerwa ujemna (poniżej zapotrzebowania) nie powinna być mniejsza niż 500 MW.

W symulacji wymagany poziom rezerw modelowano jako:

1. Rezerwa w kierunku zmniejszania generacji w dolinie krzywej obciążenia jako wartość sumarycznego błędu prognoz zapotrzebowania na moc i generacji nJWCD konwencjonalnych przyjmowana z poziomem ufności nie mniejszym niż 97%. W zależności od koincydencji błędów prognoz, rezerwa ta przyjmowała wartości od -200MW do 600MW.
2. Rezerwa w kierunku zwiększania generacji w szczycie krzywej obciążenia jako wartość sumarycznego błędu prognoz zapotrzebowania na moc, generacji nJWCD konwencjonalnych oraz nJWCD OZE, przyjmowana z poziomem ufności nie mniejszym niż 97%<sup>11</sup>. W zależności od koincydencji błędów prognoz, rezerwa ta przyjmowała wartości od +400MW do +1600MW.

### **Zasoby regulacyjne OSP**

W symulacji uwzględniono elektrownie szczytowo-pompowe Żarnowiec, Żar, Żydowo oraz Solina i Dychów o łącznej mocy pompowej 1615 MW i generacyjnej 1746 MW. Symulacja uwzględniała pojemności zbiorników poszczególnych ESP oraz specyfikę kontraktów na świadczenie rezerwy interwencyjnej z ESP z dopływami naturalnymi. W symulacji nie uwzględniano usługi redukcji poboru mocy przez odbiorców na żądanie OSP (obecnie 200 MW, planowane 500 MW).

Na podstawie raportów miesięcznych z pracy KSE publikowanych przez PSE SA przyjęto, że w ramach standardowych środków operatorskich, w celu pokrycia dobowo-tygodniowej zmienności zapotrzebowania na moc i bilansowania systemu, dopuszczalne jest:

1. Uruchamianie/odstawianie w cyklu dobowym dodatkowej JWCD o mocy do 400 MW.
2. Uruchamianie/odstawianie w cyklu tygodniowym dodatkowej JWCD o mocy powyżej 400 MW.

### **Generacja JWCD**

Uwzględniono charakterystyki techniczne istniejących JWCD (moc zainstalowana, minima techniczne bloków) oraz planowane wycofania starych i przyłączenia nowych JWCD. W oparciu o dane historyczne oraz parametry nowych JWCD (przyjęte jak dla najnowszych bloków oddanych do użytku w KSE) opracowano rozkład statystyczny występowania średniej dla pracujących JWCD relacji pomiędzy minimum technicznym bloków i mocą osiągalną. Rozkłady prawdopodobieństwa opracowano niezależnie dla sezonu letniego i zimowego.

Minimalny wymagany poziom generacji JWCD ze względu na sieciowe ograniczenia systemowe został przyjęty na podstawie danych publikowanych przez PSE SA dla doliny letniej na poziomie 3000 MW i doliny zimowej na poziomie 4000 MW.

---

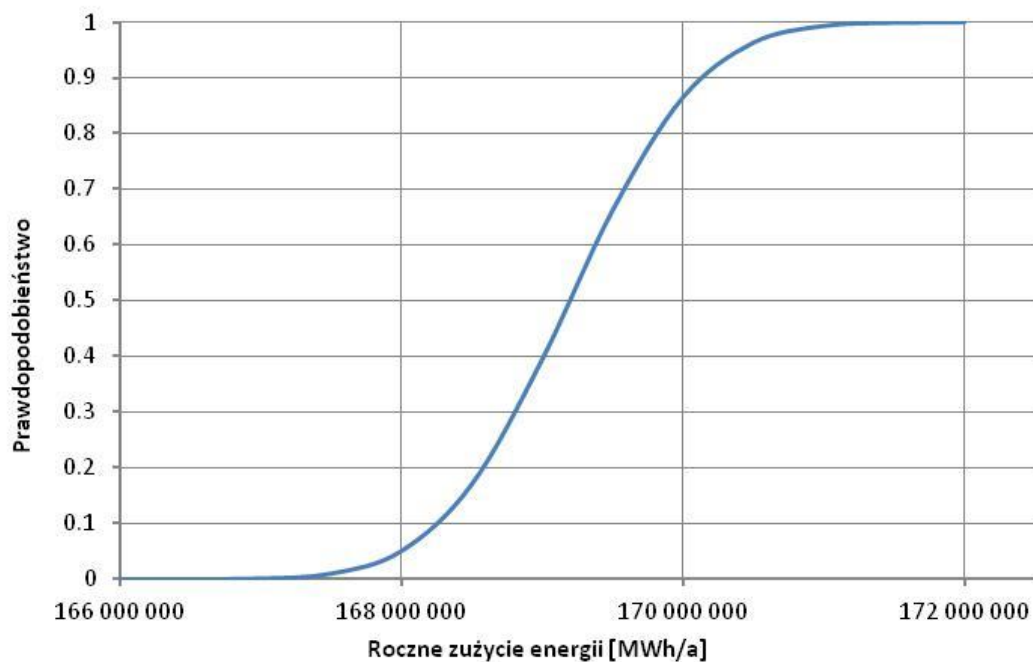
<sup>11</sup> Z prawdopodobieństwem nie mniejszym niż 0,97 przyjmowana rezerwa pozwoli na pokrycie błędów prognozy zapotrzebowania na moc, generacji nJWCD konwencjonalnych i nJWCD OZE (słoneczna i wiatrowa).

## 6.2. Wyniki symulacji

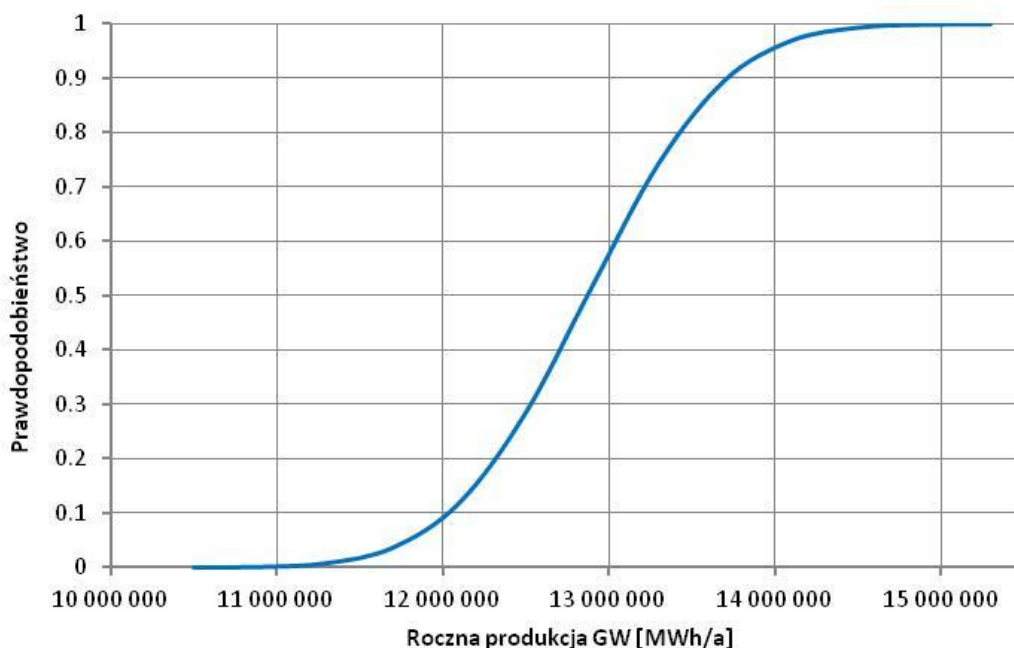
### 6.2.1. Charakterystyki pracy KSE w roku 2020

Poniżej omówiono wyniki symulacji opisujące ogólne parametry charakteryzujące pracę KSE w modelowanym roku 2020.

Rysunek 6.1 przedstawia wyznaczone w wyniku symulacji skumulowane prawdopodobieństwo wystąpienia rocznego zapotrzebowania na energię w KSE w roku 2020. Wartość oczekiwana rocznego zużycia energii wynosi 169,2 TWh/a, a w poszczególnych latach symulacji roczne zużycie energii przyjmowało wartości od 166,5 TWh/a do 172 TWh/a. Rysunek 6.2 przedstawia skumulowane prawdopodobieństwo rocznego potencjału produkcji energii przez generację wiatrową przy założonej mocy zainstalowanej źródeł wiatrowych  $P_{INST} = 6800$  MW. Wartość oczekiwana rocznego potencjału wytwarzania energii przez generację wiatrową wyniosła 12,9 TWh/a, a w poszczególnych latach symulacji roczny potencjał wytwarzania przyjmował wartości od 10,5 TWh/a do 15,3 TWh/a. Średni z wielolecia czas wykorzystania mocy zainstalowanej generacji wiatrowej wyniósł 0,215.



Rysunek 6.1 Skumulowane prawdopodobieństwo rocznego zużycia energii w KSE w roku 2020

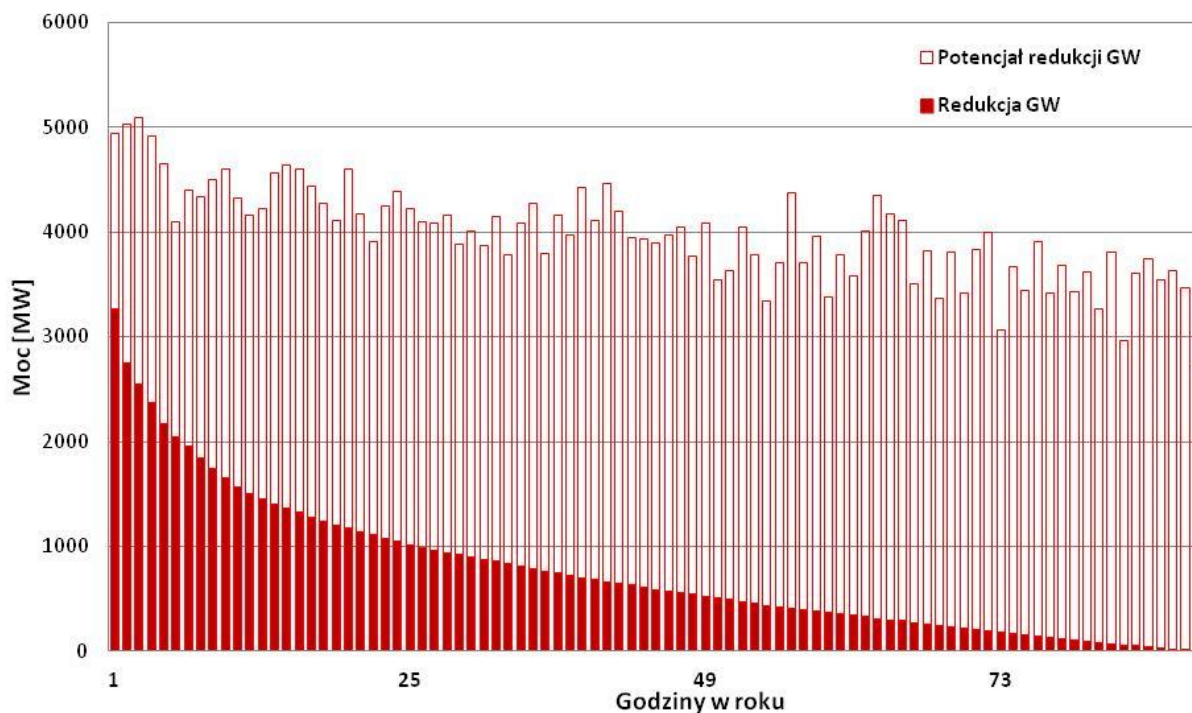


Rysunek 6.2 Skumulowane prawdopodobieństwo rocznej produkcji energii przez generację wiatrową przy założonej mocy zainstalowanej źródeł wiatrowych  $P_{INST} = 6800$  MW

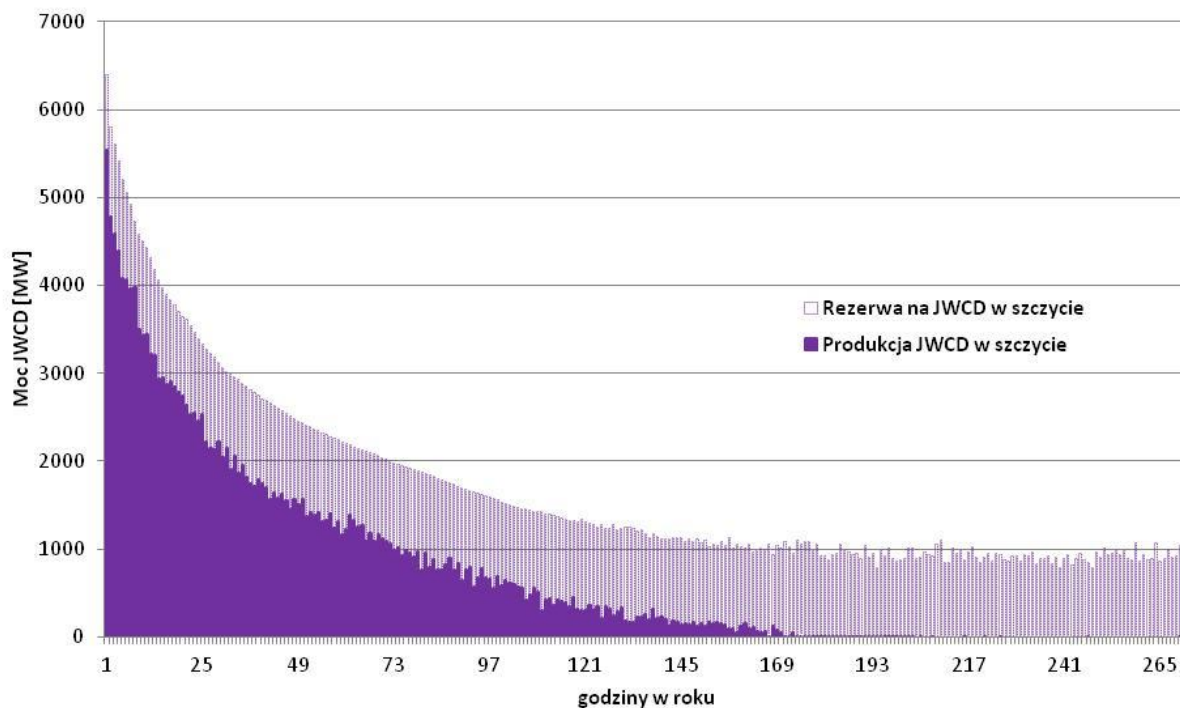
### 6.2.2. Wariant alokacji rezerwy wtórnej wyłącznie na JWCD

Rysunek 6.3 przedstawia wykres uporządkowany ograniczeń produkcji źródeł wiatrowych w warunkach braku alokacji rezerwy wtórnej na GW (część wykresu wypełniona) oraz potencjał dalszego ograniczania generacji wiatrowej (obszar niewypełniony). Z symulacji wynika, że ograniczenie mocy generacji wiatrowej występuje wyłącznie w warunkach, gdy poziom wytwarzania energii przez farmy wiatrowe przekracza 3 GW. Maksymalna wartość ograniczenia mocy GW wyniosła 3,25 GW. Średnio w roku generacja wiatrowa będzie ograniczana przez ok. 90 godzin, przy czym przez ok. 24 godziny w roku wielkość redukcji przekroczy 1 GW.

Alternatywnie analizowano model bilansowania KSE w oparciu o uruchomienia dodatkowych JWCD w szczycie zapotrzebowania. Rysunek 6.4 przedstawia wykres uporządkowany godzin, w których wymagane będzie uruchomienie dodatkowych mocy alokowanych na JWCD w szczycie krzywej obciążenia. Wypełniona część wykresu odpowiada mocom uruchamianym dla pokrycia zapotrzebowania odbiorców. Niewypełnione słupki odpowiadają mocom uruchamianym w celu zapewnienia wymaganego poziomu rezerwy wirującej w kierunku zwiększania generacji JWCD.



Rysunek 6.3 Wykres uporzędkowany ograniczeń produkcji źródeł wiatrowych w warunkach braku alokacji rezerwy wtórnej na GW (prewencyjnego ograniczania mocy generacji wiatrowej)



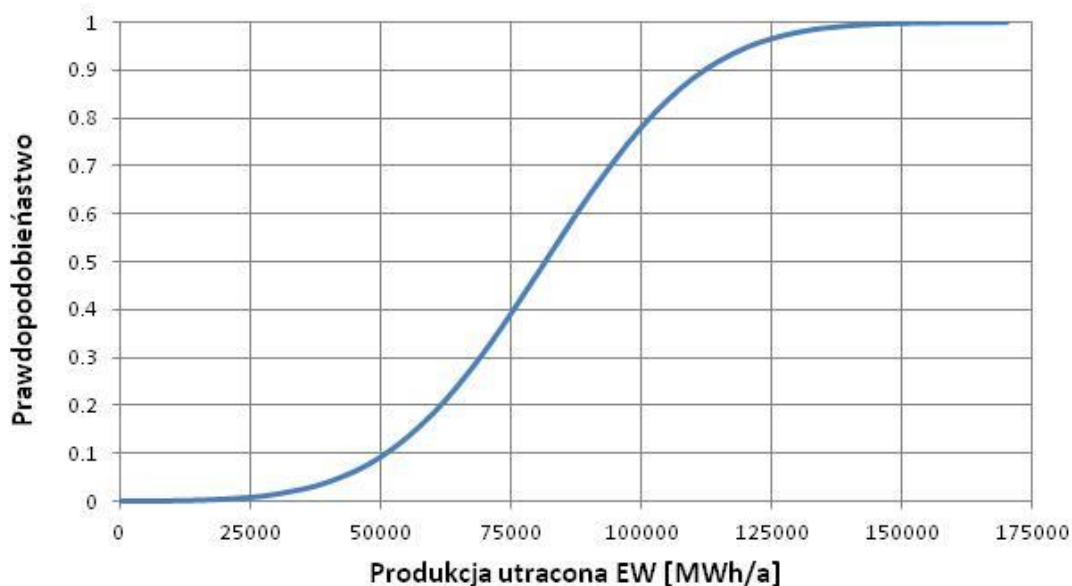
Rysunek 6.4 Wykres uporzędkowany godzin, w których wymagane będzie uruchomienie dodatkowych mocy alokowanych na JWCD w szczycie krzywej obciążenia

Wyniki symulacji świadczą, że w skrajnym przypadku może być wymagane uruchomienie dodatkowych ponad 6 GW. Średnio w roku uruchomienia dodatkowych JWCD w szczycie będą trwały około:

1. 170 h/a w celu pokrycia zapotrzebowania na moc i zapewnienie rezerwy wirującej w kierunku zwiększania generacji.
2. Kolejnych 100 h/a tylko dla zapewnienia rezerwy wirującej.

Moc zainstalowana uruchamianych JWCD jest dwa razy większa od mocy ograniczeń generacji wiatrowej ze względu na średnią wartość współczynnika  $P_{\text{MIN/PINST}}$  (JWCD pracujące w dolinie krzywej zapotrzebowania na poziomie minimum, technicznego bloków, w szczycie zapotrzebowania są w stanie oddawać do sieci moc dwukrotnie większą). Trzykrotnie dłuższy czas pracy dodatkowych JWCD w roku (~270 h/a) w stosunku od czasu ograniczania generacji wiatrowej (~90 h/a) wynika z relacji czasu trwania szczytu do czasu trwania doliny krzywej obciążenia.

Rysunek 6.5 przedstawia skumulowane prawdopodobieństwo rocznych ograniczeń produkcji generacji wiatrowej wynikające z bilansowania systemu w trybie alokacji rezerwy wtórnej w dolinie krzywej obciążenia wyłącznie na JWCD. W zależności od koincydencji zdarzeń: zapotrzebowania na moc odbiorców, generacji nJWCD konwencjonalnych i OZE oraz parametrów bloków pracujących w systemie, roczne ograniczenia produkcji mogą wynieść od 25 GWh do 150 GWh rocznie. Wartość oczekiwana ograniczeń produkcji wynosi 81 GWh rocznie.

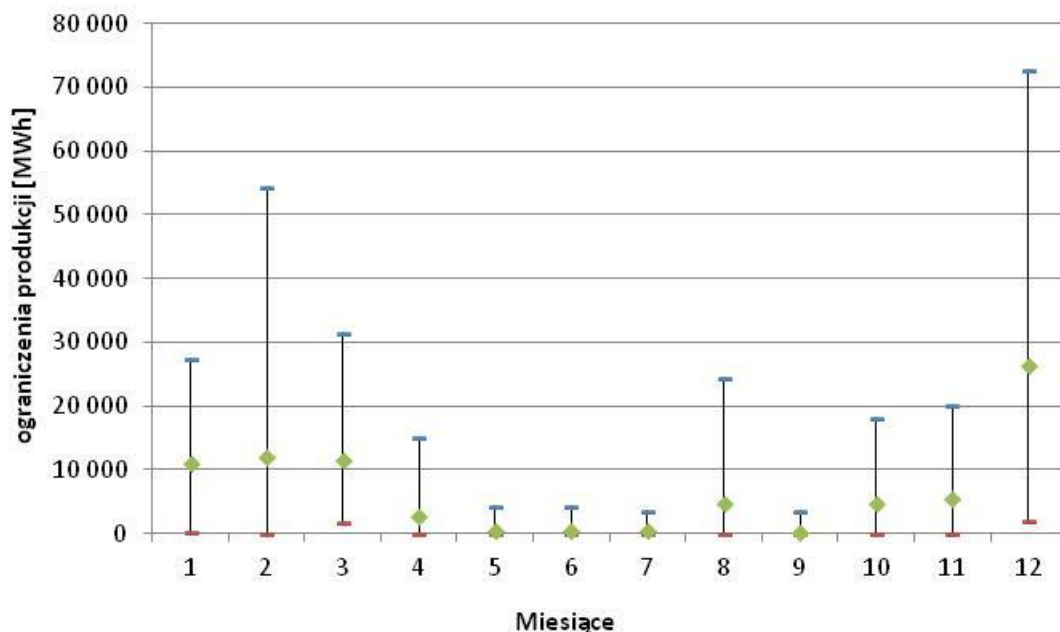


Rysunek 6.5 Skumulowane prawdopodobieństwo ograniczenia pracy generacji wiatrowej wynikające z bilansowania systemu w trybie alokacji rezerwy wtórnej w dolinie krzywej obciążenia na JWCD

Rysunek 6.6 przedstawia miesięczną zmienność ograniczeń produkcji źródeł wiatrowych. Dla poszczególnych miesięcy przedstawiono wartości maksymalne (kolor niebieski) i minimalne (kolor czerwony) zarejestrowane oraz wartość oczekiwaną ograniczeń w długim okresie czasu (kolor zielony). Największych ograniczeń produkcji należy oczekiwać w miesiącach zimowych, od grudnia do marca, ze szczególnie dużymi redukcjami produkcji w grudniu.



W miesiącach letnich od kwietnia do września ograniczenia produkcji generacji wiatrowej praktycznie nie będą miały miejsca.



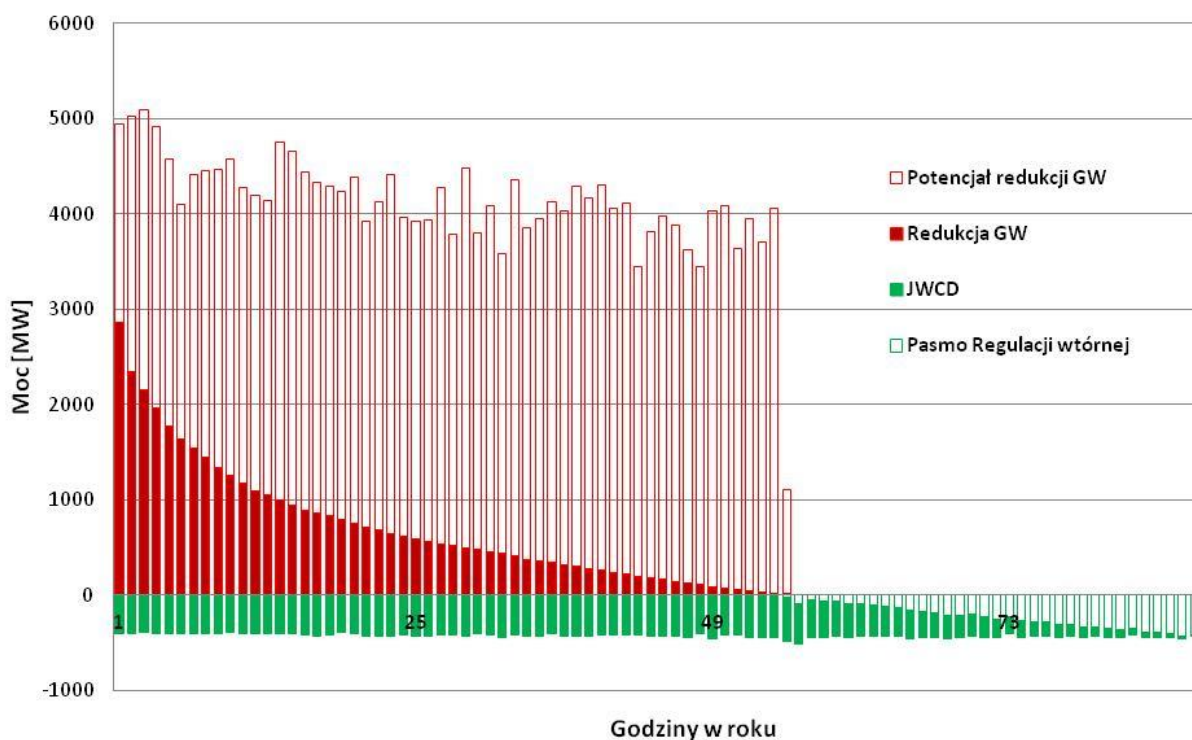
Rysunek 6.6 Miesięczna zmienność ograniczeń produkcji źródeł wiatrowych w trybie alokacji rezerwy wtórnej w dolinie krzywej obciążenia na JWCD

### 6.2.3. Wariant alokacji rezerwy wtórnej w dolinie obciążenia na JWCD oraz źródłach wiatrowych

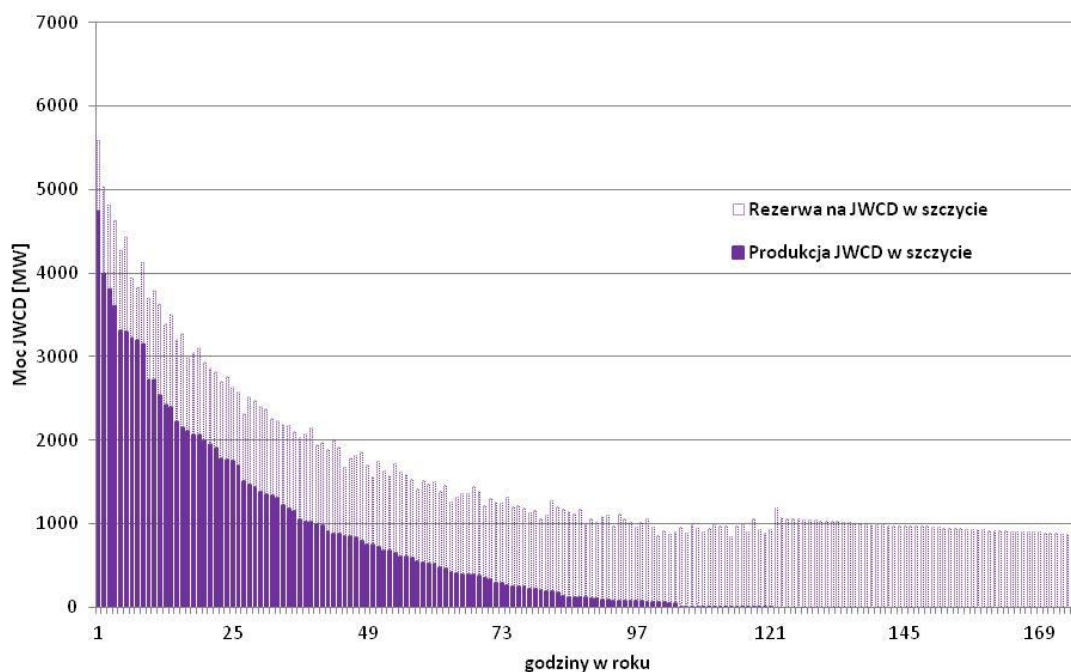
W podrozdziale przedstawiono wyniki z symulacji na podstawie przyjętych założeń na rok 2020 i sytuacji gdzie dostawcą rezerwy wtórnej w KSE są JWCD oraz generacja wiatrowa.

Rysunek 6.7 przedstawia wykres uporządkowany ograniczeń produkcji źródeł wiatrowych w warunkach alokacji rezerwy wtórnej na GW. Kolorem zielonym (poniżej osi odciętych) oznaczono pasmo regulacji wtórnej alokowane na GW, umożliwiające pracę JWCD z mocą bliską (częściowo wypełnione zielone słupki) lub równą minimum technicznemu bloków (całkowicie wypełnione zielone słupki). W wyniku pracy wszystkich JWCD w dolinie z mocą równą minimum technicznemu bloków, OSP może dysponować większą mocą zainstalowaną JWCD w szczycie. Kolorem czerwonym (powyżej osi odciętych) oznaczono ograniczenia mocy generacji wiatrowej (obszar wypełniony, odpowiadający potencjalnej produkcji utraconej elektrowni wiatrowych) oraz łączny potencjał wytwarzania energii przez generację wiatrową (obszar nie wypełniony, odpowiadający energii wytworzonej w trakcie ograniczania mocy farm wiatrowych).

Z symulacji wynika, że ograniczenia mocy generacji wiatrowej występuje w warunkach, gdy potencjał wytwarzania energii przez farmy wiatrowe przekracza 3,5 GW. Skrajna wartość ograniczenia mocy GW wyniosła 2,8 GW (maksymalna zarejestrowana w symulacji to 3,45 GW). Średnio w roku generacja wiatrowa będzie ograniczana przez ok. 50 godzin, przy czym przez ok. 12 godzin w roku wielkość redukcji przekroczy 1 GW. Średni czas pracy w roku z załączonymi układami regulacji wtórnej wyniesie około 95 godzin, z czego przez około 40 godzin w roku system LFC (ARCM) nie będzie wymuszał redukcji mocy farm wiatrowych uczestniczących w generacji.



Rysunek 6.7 Wykres uporządkowany wykorzystania przez JWCD pasma regulacji wtórnej alokowanego w dolinie krzywej obciążenia na źródłach wiatrowych oraz ograniczenia pracy generacji wiatrowej wynikające z bilansowania systemu

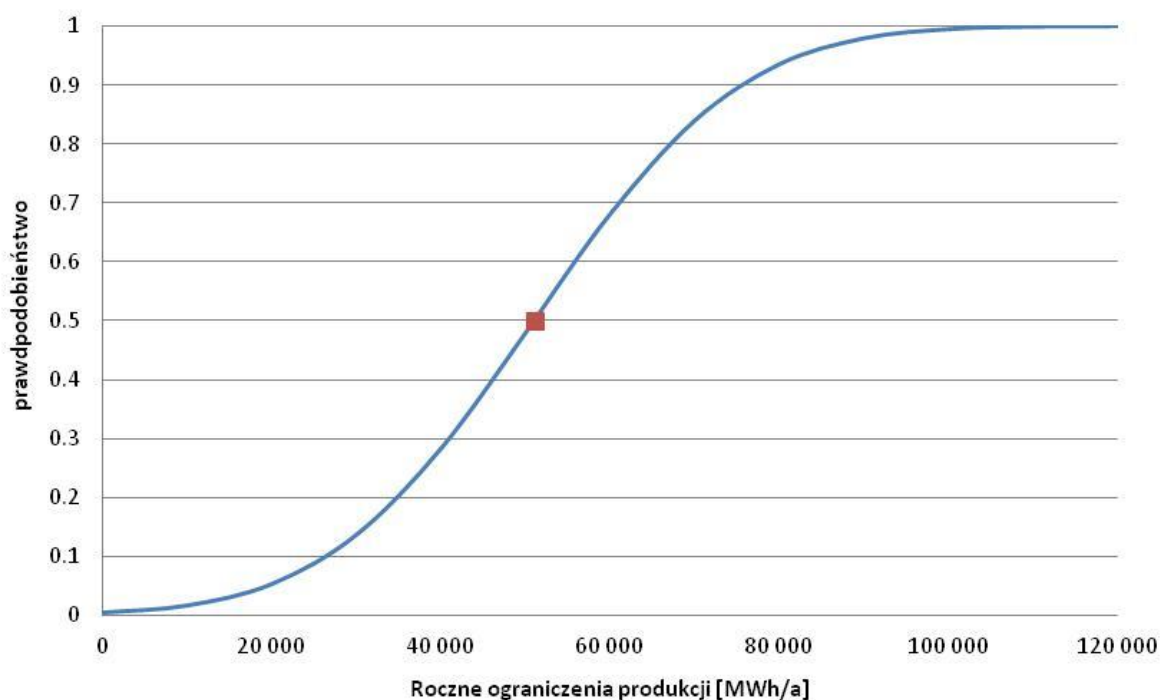


Rysunek 6.8 Wykres uporządkowany dodatkowych uruchomień JWCD w szczycie krzywej obciążenia w celu bilansowania systemu w trybie alokacji rezerwy wtórnej w dolinie krzywej obciążenia na źródłach wiatrowych

Alternatywnie analizowano model bilansowania KSE w oparciu o uruchamianie dodatkowych JWCD w szczycie zapotrzebowania. Rysunek 6.8 przedstawia wykres uporządkowany godzin w których wymagane będzie uruchomienie dodatkowych mocy alokowanych na JWCD w szczycie krzywej obciążenia. Wypełniona część wykresu odpowiada mocom uruchamianym dla pokrycia zapotrzebowania odbiorców (energia wytworzona i oddana do sieci). Niewypełnione słupki odpowiadają mocom uruchamianym w celu zapewnienia wymaganego poziomu rezerwy wirującej w kierunku zwiększania generacji JWCD. Wyniki symulacji świadczą, że w skrajnym przypadku może być wymagane uruchomienie dodatkowych JWCD o mocy zainstalowanej ponad 5,5 GW. Średnio w roku uruchomienia dodatkowych JWCD w szczycie będą trwały około:

1. 120 h/a w celu pokrycia zapotrzebowania na moc i zapewnienie rezerwy wirującej w kierunku zwiększania generacji.
2. Kolejnych 50 h/a tylko dla zapewnienia rezerwy wirującej.

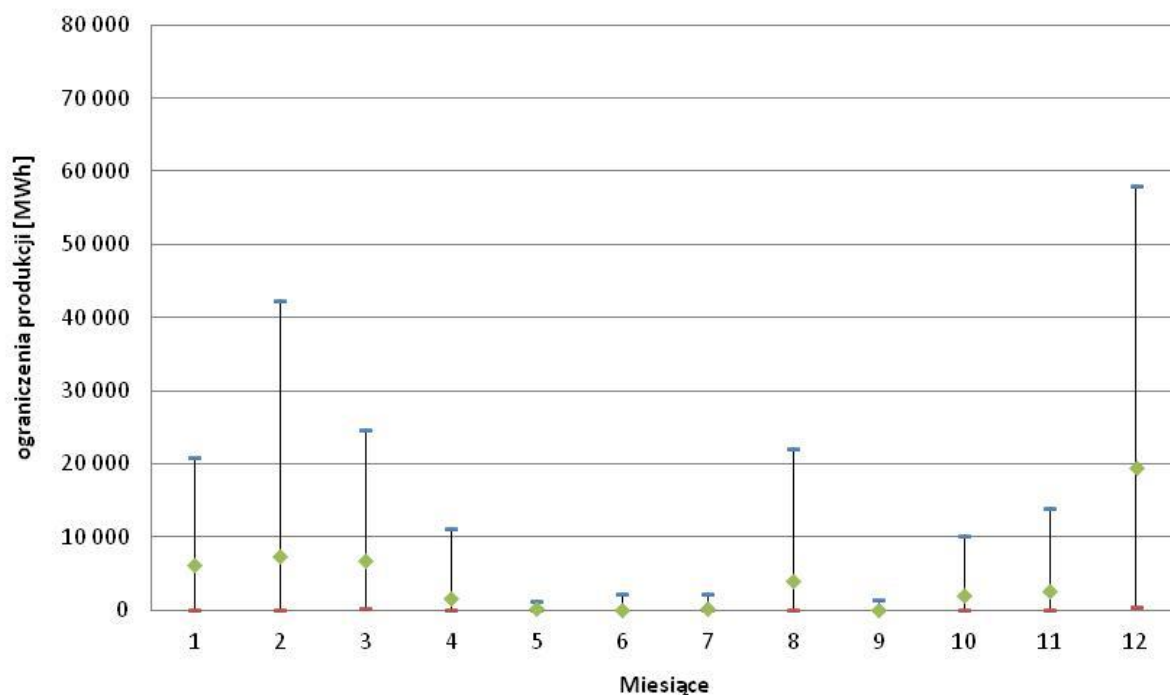
Rysunek 6.9 przedstawia skumulowane prawdopodobieństwo rocznych ograniczeń produkcji generacji wiatrowej wynikające z bilansowania systemu w trybie alokacji rezerwy wtórnej w dolinie krzywej obciążenia na źródłach wiatrowych. Roczne ograniczenia produkcji mogą wynieść od 0 GWh do 100 GWh rocznie. Wartość oczekiwana rocznych ograniczeń produkcji źródeł wiatrowych wynosi 51 GWh/a.



Rysunek 6.9 Skumulowane prawdopodobieństwo ograniczenia pracy generacji wiatrowej wynikające z bilansowania systemu w trybie alokacji rezerwy wtórnej w dolinie krzywej obciążenia na źródłach wiatrowych

Rysunek 6.10 przedstawia miesięczną zmienność ograniczeń produkcji źródeł wiatrowych. Dla poszczególnych miesięcy przedstawiono maksymalne (kolor niebieski) i minimalne (kolor czerwony) zarejestrowane oraz oczekiwaną (średnią miesięczną) wielkość ograniczeń (kolor zielony). Podobnie jak w wariancie alokacji rezerwy wtórnej na JWCD największych ograniczeń produkcji należy oczekiwać w miesiącach zimowych, od grudnia do marca, ze

szczególnie dużymi redukcjami produkcji w grudniu. W miesiącach letnich od kwietnia do września ograniczenia produkcji generacji wiatrowej praktycznie nie będą miały miejsca.



Rysunek 6.10 Miesięczna zmienność ograniczeń produkcji źródeł wiatrowych w trybie alokacji rezerwy wtórnej w dolinie krzywej obciążenia na źródłach wiatrowych

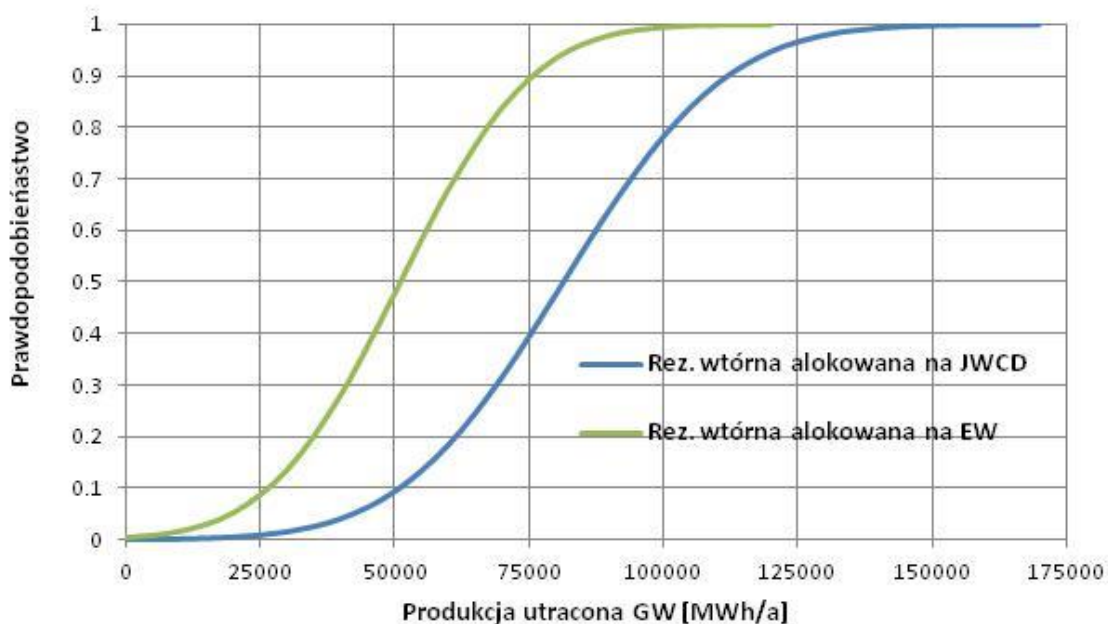
#### 6.2.4. Porównanie wariantów alokacji rezerwy wtórnej

Na rysunku 6.11 przedstawiono porównanie produkcji utraconej generacji wiatrowej w wartościach bezwzględnych ([MWh/a]) oraz względnych (% potencjału wytwarzania rocznie).

Porównanie efektów alokacji rezerwy wtórnej na JWCD i generacji wiatrowej przedstawiono w tabeli 6.3. W wariantcie uczestniczenia generacji wiatrowej w regulacji częstotliwości i mocy wymiany międzysystemowej, produkcja utracona na skutek ograniczania mocy oddawanej do sieci przez elektrownie wiatrowe jest o blisko 40% mniejsza. Jeżeli przyjąć, że dobowe bilansowanie systemu miałyby być realizowane przez uruchomienia dodatkowych JWCD, to zarówno czas dodatkowych uruchomień, jak i moce i produkcja byłyby również mniejsze o około 40%.

Tabela 6.3 Porównanie efektów alokacji rezerwy wtórnej na JWCD i EW, moc zainstalowana GW 6800 MW

Parametr		Alokacja rezerwy na JWCD	Alokacja rezerwy na GW	
Ograniczanie mocy GW	Średnia w roku produkcja utracona GW	[GWh/a]	81	51
	Średnia w roku produkcja utracona GW	[% rocznego potencjału produkcji]	0,63%	0,40%
	Średni w roku czas ograniczania mocy GW	[h/a]	90	55
	Średni w roku czas pracy z załączonym układem regulacji wtórnej	[h/a]	ND	95
Dodatkowe uruchomienia JWCD	Średnia w roku produkcja dodatkowo uruchamianych JWCD	[GWh/a]	200	110
	Średni w roku czas pracy dodatkowo uruchamianych JWCD	[h/a]	270	175



Rysunek 6.11 Porównanie rocznej produkcji utraconej na skutek ograniczania mocy generacji wiatrowej ze względu na bilansowanie systemu

## 7. Możliwości uczestniczenia farm wiatrowych w rynku usług systemowych w Polsce

### 7.1. Warunki uczestnictwa w Rynku Bilansującym

Obecnie elektrownie wiatrowe przyłączone do obszaru podstawowego Rynku Bilansującego mogą być reprezentowane jako Jednostki Grafikowe Źródeł Wiatrowych (JG<sub>ZW</sub>) lub Jednostki Grafikowe Wytwórcze pasywne (JG<sub>WP</sub>). Obowiązująca IRiESP pozwala wytwórcom wiatrowym umocować innego uczestnika Rynku Bilansującego do przejęcia odpowiedzialności za bilansowanie handlowe tych źródeł. W takim przypadku źródło wiatrowe jest reprezentowane przez JG<sub>ZW</sub> innego uczestnika RB z tego samego Obszaru Agregacji Źródeł Wiatrowych (OAZW) lub jako jednostka wytwórcza pasywna ujęta i bilansowana w ramach Jednostki Grafikowej Odbiorczej (JG<sub>O</sub>) innego uczestnika RB. W efekcie elektrownie wiatrowe jako jednostki wytwórcze pasywne w uproszczony i ograniczony sposób uczestniczą w procesach realizowanych na Rynku Bilansującym, nie biorąc udziału w bilansowaniu generacji z zapotrzebowaniem, usuwaniu ograniczeń systemowych i optymalizacji obciążeń w ramach tworzenia planów koordynacyjnych.

Uczestnictwo elektrowni wiatrowych w regulacji wtórnej lub trójnej (oferty redukcji generacji na jednostkach wytwórczych wykorzystujących energię wiatru), a w konsekwencji uczestnictwo w rynku regulacyjnych usług systemowych będzie wymagało bezpośredniego i aktywnego uczestnictwa w Rynku Bilansującym. Oznaczałoby to konieczność spełnienia szerszego zakresu wymagań dotyczących integracji z Rynkiem Bilansującym, zbliżonych do tych jakie obowiązują jednostki wytwórcze centralnie dysponowane, a w szczególności:

- zapewnienia możliwości wymiany informacji z OSP poprzez systemy SOWE i WIRE;
- zgłaszania do OSP zawartych umów sprzedaży energii (zgłaszanie programów pracy oraz prognoz wytwarzania);
- zgłaszania do OSP ofert bilansujących;
- uczestniczenia w bilansowaniu systemu, działaniach dostosowawczych i optymalizacji obciążeń podczas tworzenia przez OSP koordynacyjnych planów dobowych;
- uczestniczenia w rozliczaniu Rynku Bilansującego w zakresie wykorzystania ofert bilansujących i odchyłeń od planowanych ilości dostaw energii.

Dostosowanie pojedynczej farmy do samodzielnego świadczenia usług regulacji wtórnej lub trójnej wiązałoby się prawdopodobnie ze znacznym wzrostem kosztów funkcjonowania z racji dostosowania do wymogów uczestnictwa w Rynku Bilansującym i z tego względu nie miałyby ekonomicznego uzasadnienia. Dlatego z perspektywy opłacalności świadczenia usług systemowych, uzasadnionym byłoby zagregowanie w ramach jednej JG<sub>ZW</sub>, uczestniczącej w Rynku Bilansującym możliwie dużej liczby elektrowni wiatrowych z danego obszaru OAZW, w celu grupowego ich świadczenia. Wymagałoby to jednocześnie wprowadzenia zmian w IRiESP, w szczególności zdefiniowania wymagań i określenia roli dla aktywnej jednostki grafikowej źródeł wiatrowych.

## 7.2. Rozliczenie za świadczenie usługi regulacja wtórna

W rozliczeniach powinny być uwzględnione ceny określone w umowie na świadczenie usługi. Powinny one objąć:

1. Cenę godzinową ( $C^{REG}$ ) za udział w regulacji wtórnej, wyznaczoną zgodnie z wzorem:

$$C^{REG} = c^G + c^B$$

gdzie:

- $c^G$  - jednostkowy składnik kosztów przenoszący nakłady poniesione na uzyskanie gotowości do świadczenia usługi, w której powinny być uwzględnione wszystkie koszty poniesione na przystosowanie farmy wiatrowej do świadczenia usługi (koszty: integracji z Rynkiem Bilansującym, zapewnienia współdziałania z centralnym systemem regulacji częstotliwości i mocy.
  - $c^B$  - jednostkowy składnik kosztów przenoszący bieżące koszty eksploatacji i utrzymania układu regulacji oraz koszty obsługi uczestnictwa w Rynku Bilansującym.
2. Cenę rozliczenia energii bilansującej, niewyprodukowanej w wyniku zadziałania regulacji „w dół”, która powinna pokryć utracone przychody ze sprzedaży energii. W przypadku farm wiatrowych objętych nowym systemem wsparcia podstawą do jej określenia byłaby cena za energią elektryczną z instalacji odnawialnego źródła energii uzyskana w trakcie aukcji organizowanej przez Prezesa URE. Natomiast dla farm korzystających z systemu świadectw pochodzenia energii, cena rozliczeniowa musiałaby uwzględniać zarówno cenę sprzedaży energii jak i cenę zbycia świadectw pochodzenia, które łącznie stanowią przychód ze sprzedaży energii odnawialnej.

Z punktu widzenia rozliczeń za świadczenie usługi systemowej kluczowe jest opracowanie metodyki określania wolumenu energii niewyprodukowanej w wyniku świadczenia usługi, która ze względu na wiarygodność osiągniętych wyników możliwa będzie do zaakceptowania przez OSP, Prezesa URE, jak i wytwórców wiatrowych.

W przypadku farm wiatrowych objętych nowym systemem wsparcia odnawialnych źródeł energii jest to również istotne ze względu na zaoferowaną w aukcji produktywność elektrowni. Świadczenie usług regulacji wtórnej lub trójnej skutkować będzie ograniczeniami w produkcji i może prowadzić do nieosiągnięcia deklarowanej podczas aukcji wielkości produkcji i konieczności zapłacenia przewidzianej na tę okoliczność kary. Z tego względu wolumen energii utraconej w wyniku świadczenia usług powinien być w wiarygodny sposób określany i uwzględniany w formie korekty łącznej ilości wytworzonej energii elektrycznej na potrzeby rozliczania obowiązku wytworzenia ilości energii zadeklarowanej w aukcji. Zapisy obowiązującej Ustawy o odnawialnych źródłach energii nie przewidują takiej możliwości, dlatego w przypadku wprowadzenia możliwości świadczenia usług regulacyjnych przez odnawialne źródła wykorzystujące energię wiatru powinny one zostać znowelizowane.

W przypadku gdy turbiny zainstalowane w elektrowni wiatrowej bądź elektrownia wiatrowa jako całość posiada zdolność do wyznaczania (obliczania) maksymalnej możliwej produkcji na podstawie bieżących pomiarów meteo, różnica między obliczoną teoretyczną produkcją elektrowni a zmierzoną na licznikach mogłaby posłużyć do określenia wolumenu energii niewyprodukowanej w wyniku świadczenia usług regulacji mocy czynnej.

Z przeprowadzonych badań ankietowych wynika, że większość elektrowni wiatrowych posiada taką funkcjonalność. Alternatywna metoda oszacowania ilości energii traconej podczas pracy w regulacji mocy czynnej, mogłaby bazować na porównaniu ilości wyprodukowanej energii na turbinach uczestniczących w regulacji z np. średnią ilością energii wygenerowanej w tym samym czasie przez pozostałe turbiny, pracujące w normalnym trybie. Taki sposób byłby możliwy do zastosowania przy założeniu, że regulacja nie będzie realizowana równomiernie przez wszystkie turbiny elektrowni wiatrowej lecz do regulacji wykorzystywane będą maksymalne zdolności pojedynczych turbin, angażowanych kolejno w miarę potrzeby.

### **7.3. Rozliczenia za udział w regulacji napięcia i mocy biernej**

Przedmiotem zakupu jest udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej polegający na pracy jednostki z załączonym na polecenie OSP, poprawnie działającym układem ARNE. Zakres regulacji mocy biernej dla każdej jednostki wytwórczej określa wytwórca w uzgodnieniu z OSP. Polecenie załączenia układu ARNE jest wydawane przez OSP w procesie planowania BPKD.

Cena za udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej jest określona w Umowie przesyłania lub przyjmowana jako maksymalna cena obowiązująca w danym okresie rozliczeniowym. W latach przed uwolnieniem przez Prezesa URE cen na hurtowym rynku energii i usług, stawki za świadczenie usługi regulacji mocy biernej były określane w taryfach poszczególnych elektrowni systemowych i, na przykład, w roku 1999 wynosiły ~14,60 zł/h a w roku 2000 wyniosła ~15,00 zł/h pracy elektrowni z załączonym układem regulacji. Z informacji posiadanych przez autorów opracowania wynika, że od tego czasu zasady odpłatności za regulację mocy biernej nie uległy istotnym zmianom. Przyjmując, że stawka była indeksowana wskaźnikiem inflacji, który od roku 2000 wynosi ~32%, stawka za świadczenie regulacji napięcia i mocy biernej powinna wynosić obecnie około 20,50 PLN/h. Z posiadanych informacji wynika, że niektóre elektrownie rozliczają z OSP usługę na podstawie udokumentowanych kosztów utrzymania w gotowości do świadczenia i kosztów eksploatacyjnych układów ARNE.

Stawka za usługę regulacji napięcia dotyczy załączonego układu regulacji poszczególnego bloku (regulatora wzbudzenia maszyny synchronicznej). W przypadku farmy wiatrowej wydaje się, że powinna dotyczyć punktu przyłączenia do sieci (w przypadku rozległych FW przyłączonych do sieci przez kilka GPZ – wielokrotność stawki). Przy czym należy uwzględnić, że stawki które otrzymują JWCD dotyczą znacznie większych zakresów regulacji [MVA], co prawdopodobnie było by uwzględniane przy wyznaczaniu stawek za regulację dla farm wiatrowych.

W przypadku świadczenia przez elektrownie wiatrowe usług regulacji napięcia i mocy biernej, należy uwzględnić dodatkowe okoliczności charakterystyczne dla tego typu źródeł energii:

1. Ze względu na fakt, że nie wszystkie elektrownie wiatrowe posiadają zdolność regulacji napięcia i mocy biernej w warunkach braku wiatru, jako potencjalny czas świadczenia należy przyjmować wyłącznie godziny w których nieprzerwanie elektrownia wiatrowa oddawała do sieci moc czynną na poziomie przy którym może



oferować pełen zakres regulacyjny mocy biernej (zakładając, że OSP zadysponował by w tym okresie załączenie układu regulacji).

2. Problemem przy rozliczaniu usługi może być zmienność oferowanego w godzinie pasma regulacji, ponieważ zgodnie z IRiESP, zakres regulacji mocy biernej dla każdej jednostki wytwórczej określa wytwórca w uzgodnieniu z OSP (należy domniemywać, że stawki pozostają w relacji do oferowanego pasma regulacji). W przypadku farmy wiatrowej należy się liczyć ze zjawiskami niedyspozycyjności poszczególnych turbin ze względu na okresowe remonty lub lokalne warunki wietrzności (EW jako całość wytwarza moc czynną, ale poszczególne turbiny są chwilowo pozbawione wiatru, a co za tym idzie nie mogą uczestniczyć w regulacji napięcia i mocy biernej) co będzie bezpośrednio wpływało na wielkość oferowanego przez nie pasma regulacji.

## LITERATURA

- [1] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju; wersja 2.0, tekst obowiązujący od dnia: 01.08.2014; [www.pse-operator.pl](http://www.pse-operator.pl)
- [2] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – *Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi*; wersja 1.0, tekst obowiązujący od dnia: 01.01.2015; [www.pse-operator.pl](http://www.pse-operator.pl)
- [3] Karczewski J.: *Koordynacja obciążenia kotła i turbiny bloku energetycznego. Układ z wiodącą turbiną. cz. I*; Instytut Energetyki Oddział Techniki Ciepłej „ITC” w Łodzi; [on-line] <http://eip-online.pl/koordynacja-obciazenia-kotla-i-turbiny-bloku-energetycznego-pracujacego-w-ukladzie-z-wiodaca-turbina/>
- [4] Bućko P.: *Regulowane usługi systemowe w zakresie mocy czynnej*; Politechnika Gdańska monografie 109; Gdańsk 2011
- [5] Czarnecki B., Kakol A. i inni: *Analiza potencjału rynku usług regulacyjnych dla potrzeb OSD, możliwych do wytworzenia przez lokalne źródła energii elektrycznej w sieci SN*; Instytut Energetyki O/Gdańsk, Gdańsk 2012
- [6] *Wymogi wobec JWCD na potrzeby wdrożenia systemu LFC*; PSE-Operator S.A.; Konstancin-Jeziorna 04.08.2011
- [7] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii; Dz. U. 2015 poz. 478
- [8] Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 18 czerwca 2015 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może być sprzedana w drodze aukcji w 2016 r.
- [9] *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*; Ministerstwo Gospodarki; [www.mg.gov.pl](http://www.mg.gov.pl), Warszawa listopad 2009
- [10] *Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*; Minister Gospodarki, Warszawa 2010 r.;
- [11] Gamesa, Krzywa wytwarzania mocy biernej przez siłownię wiatrową G8x, 2009
- [12] *Active Power Controls from Wind Power: Bridging the Gaps*; Technical Raport NREL/TP-5D00-60574
- [13] *Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable for all Generators*; wersja z 26 czerwca 2015 przyjęta po procesie komitologii; [www.enstoe.eu](http://www.enstoe.eu)
- [14] Projekt Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025; PSE SA; 2015

### Strony internetowe:

- [15] [www.pse.pl](http://www.pse.pl)