Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Implementacja Rozporządzenia EU 2016/631 (Network Code Requirements for Generators) – propozycje PSE S.A. progów mocy maksymalnej

Andrzej Bartosik, Jerzy Rychlak

Konstancin-Jeziorna | 30 listopada 2017 r.

Agenda spotkania

10:00 - 10:15	Przywitanie, wprowadzenie – informacje o działaniach związanych z implementacją NC RfG na poziomie krajowym i Europejskim:
10:15- 10:30	Przedstawienie propozycji OSP w sprawie przyjęcia na poziomie krajowym progów mocowych B, C, D
10:30 – 11:30	Przedstawienie wyników wykonanej na zlecenie PTPiREE pracy Politechniki Lubelskiej pt. „Optymalny dobór wartości progu mocy dla modułów wytwarzania energii typu B dla KSE”
11:30 – 12:30	Zalety i wady ustalenia progów mocowych B, C, D na poziomie zaproponowanym przez OSP .
12:30 – 13:00	Dyskusja
13:00 – 13:30	Podsumowanie, harmonogram dalszych działań

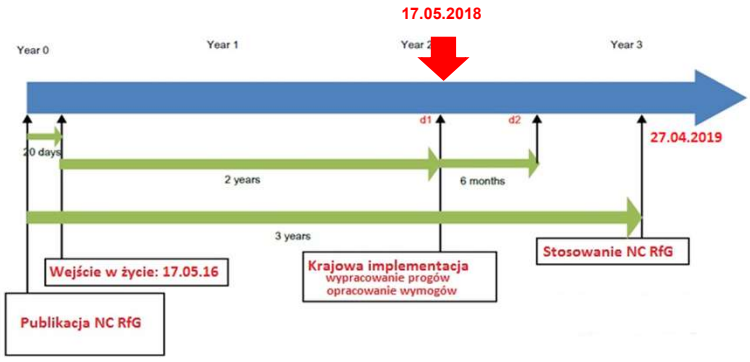
2

Wprowadzenie

3

Główne zadania związane z wdrożeniem NC RfG

- **Wypracowanie wartości progów mocy maksymalnych dla jednostek typu B, C i D**
- Opracowanie wymogów ogólnego stosowania



Trwające konsultacje związane z działaniami wynikającymi z implementacji kodeksów sieci i wytycznych

Kraj

- Opracowanie wymogów ogólnego stosowania

entsoe
Reliable Sustainable Connected

- niewiążące wytyczne dot. zagadnień częstotliwościowych (Implementation Guidance Documents);
- dokument KORRR (Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities), opracowanego na podstawie art 40.6 SO GL dot. m.in. wymiany danych;
- projekt europejskiej platformy do aktywacji automatycznej regulacji wtórnej aFRR - projekt PICASSO (ang. The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation)
- projekt wymiany energii bilansującej z rezerwy wtórnej aktywowanej w trybie ręcznym - projekt MARI (ang. Manual Activated Reserve Initiative)
- zmiana decyzji w sprawie CCR ze względu na powstawanie nowych połączeń międzyobszarowych
- zmiany metody wyznaczania planowanych wymian wynikających z jednolitego łączenia rynków dnia następnego (Scheduled Exchange).
- propozycji metody tworzenia wspólnego modelu sieci na następny rok oraz na dzień następny i bieżący (CGM v3).

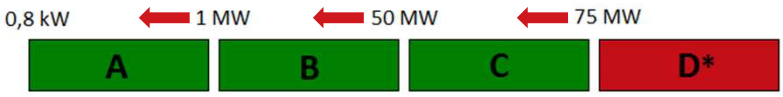
PSE

5

Wybór wartości progów mocy maksymalnych

- Wartość progu mocy maksymalnej została jednoznacznie określona tylko dla modułów wytwarzania energii typu A i wynosi **0,8 kW**
- Pozostałe wartości progów mocy maksymalnej, zgodnie z art. 5 ust. 3 NC RfG, określi operator systemu przesyłowego (we współpracy z OSD oraz sąsiednimi OSP)
- Max wielkości określone zostały w art. 5 ust. 2 NC RfG
- Po opracowaniu propozycji progów mocy maksymalnych OSP zobowiązany jest do przeprowadzenia publicznych konsultacji

NC RfG dopuszcza jedynie obniżenie wartości progów mocy maksymalnej



* - jako jednostki typu D kwalifikowane są wszystkie jednostki przyłączone do sieci o napięciu 110 kV i wyższym

PSE

6

Współpraca OSP z OSD

Współpraca zainicjowana pismem OSP do OSD z dn. 28.08.2016 r.

Powołana Grupa robocza ds. wypracowania progów

Reprezentacja: OSP, OSDnEE, OSDp (stowarzyszeni w ramach PTPiREE oraz pozostali)

Trzy spotkania: 07.12.2016, 07.02.2017 i 22.05.2017

Zakres zagadnień którymi zajmowała się Grupa:

- Zebranie danych oraz analiza obecnej i przyszłej struktury generacji,
- Analiza uwarunkowań pracy systemu przy dużym udziale generacji PPM,
- Weryfikacja zakresu wymagań technicznych obecnie stawianych PGM przyłączonym do sieci nn i SN w stosunku do zakresu wymagań zawartych w NC RfG,
- Wymiana informacji dot. wartości progów mocy maksymalnych w innych krajach,
- Identyfikacja potencjalnego wpływu obniżenia wartości progów mocy na warunki pracy sieci dystrybucyjnej i prognozowaną strukturę generacji KSE,
- Korelacja między RfG i SOGL, oraz wpływ obniżenia progów na wymianę danych czasu rzeczywistego (on-line), danych strukturalnych i danych grafikowych o których mowa w SO GL.

Współpraca robocza w ramach PTPiREE, zlecenie realizacji pracy „Optymalny dobór wartości progu mocy dla modułów wytwarzania energii typu B dla KSE"

7

Wpływ obniżenia wartości progów mocy B i C

- Zwiększenie zasobów do regulacji mocy czynnej i częstotliwości w KSE,
- Zwiększenie zasobów do regulacji napięcia i mocy biernej w sieci SN,
- Zwiększenie odporności jednostek wytwórczych na zakłócenia napięciowe–FRT,
- Przyporządkowanie typów jednostek do poziomów napięć KSE,
- Zwiększenie obserwowalności systemu, poprawa procesu sterowania pracą KSE, zmniejszenie kosztów bilansowania systemu,
- Lepsze dostosowanie do obecnych wymagań stawianych przez OSD nowym jednostkom przyłączanym do sieci dystrybucyjnej.
- Zmiana/zwiększenie ilości jednostek wytwórczych od których pozyskiwane będą dane na podstawie art. 40 SOGL.

8

Uwarunkowania uwzględnione przez OSP przy ustalaniu propozycji wartości progów mocy maksymalnej

Przy ustalaniu propozycji wartości progów mocy maksymalnej wzięto pod uwagę w szczególności:

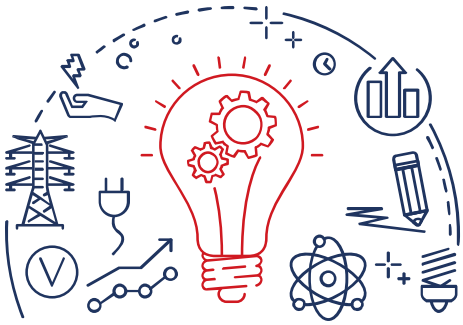
- wpływ obniżenia progów na warunki pracy KSE wynikający z:
  - obecnej i prognozowanej struktury generacji w KSE,
  - perspektywy rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego i udziału OZE w generacji energii elektrycznej oraz w pokrywaniu zapotrzebowania (w szczególności w dolinie obciążenia KSE)
- wymagania stawiane obecnie przyłączanym jednostkom wytwórczym,
- wartości progów mocy maksymalnych w innych krajach,
- wnioski dotyczące uwarunkowań pracy sieci nn i SN, wynikające z pracy Politechniki Lubelskiej - *„Optymalny dobór wartości progu mocy dla modułów wytwarzania energii typu B dla KSE”*;

9

Proponowane przez PSE S.A. wartości progów mocy maksymalnej

Obszar	Wartość mocy maksymalnej, począwszy od której moduł wytwarzania energii zalicza się do typu B	Wartość mocy maksymalnej, począwszy od której moduł wytwarzania energii zalicza się do typu C	Wartość mocy maksymalnej, począwszy od której moduł wytwarzania energii zalicza się do typu D
Polska	0,2 MW	10 MW	75 MW

10



Uzasadnienie propozycji

11

Progi mocy maksymalnych w innych krajach

Kraj	A/B	B/C	C/D
Obszar synchroniczny Europy kontynentalnej			
Belgia	250 kW	25 MW	75 MW (25 MW gdy >110 kV)
Rumunia	1 MW	5 MW	20 MW
Holandia	1 MW	50 MW	60 MW
Francja	1 MW	18 MW	75 MW
Czechy	11 kW/100 kW	1 MW/30 MW	75 MW
Niemcy	135 kW	36 MW	45 MW
Hiszpania	100 kW	5 MW	50 MW
Portugalia	1 MW	10 MW	45 MW
Słowenia	150 kW	5 MW	25 MW
Słowacja	100 kW	5 MW	20 MW
Luksemburg	135 kW	36 MW	45 MW
Węgry	200 kW	5 MW	25 MW
Chorwacja	500 kW	5 MW	10 MW
Inne obszary synchroniczne			
Norwegia	1.5 MW	10 MW	30 MW
Estonia	0.5 MW	5 MW	15 MW
Irlandia	100 kW	5 MW	10 MW
Wielka Brytania	1 MW	10 MW	50 MW

Stan na: 09.2017

Źródło: ENTSO-E

12

Uzasadnienia innych OSP dla obniżenia maksymalnej wartości progu mocy

- lepsza obserwowalność PGM (także podczas pracy wyspowej i odbudowy systemu)
- FRT na możliwie dużej liczbie PGM
- potrzeba lepszej kontroli częstotliwości (LFSM U/O)
- lepsza stabilność i kontrola napięcia
- dostosowanie progów mocy do wartości istniejących obecnie wymogów krajowych
- Problemy z identyfikacją zwarć/zapewnienie mocy zwarciowej
- PGM przyłączone do sieci:
  - nn jako typ A,
  - SN jako typ B,
  - WN i NN jako typ D,
  - w praktyce brak PGM typu C (z wyjątkiem nietypowo dużych PGM przyłączonych do sieci SN), w przypadku nieobniżenia progu
- perspektywa rozwoju systemu elektroenergetycznego i dużego udziału OZE w generacji energii elektrycznej

13

Istniejące wymagania vs wymagania NC RfG

Obniżenie dolnego progu mocy dla PGM typu B to lepsze dostosowanie do obecnych wymagań stawianych przez OSD nowym PGM przyłączanym do KSE – nieobniżenie progu może skutkować brakiem możliwości stawiania wymagań, stawianym obecnie przez OSD nowym modułom wytwarzania energii o mocy poniżej 1 MW.

	Obecne wymagania OSD	Obecnie dotyczy	NC RfG	Potencjalna utrata zdolności w przypadku nieobniżenia progu B
1	Zdolność do redukcji mocy czynnej w funkcji częstotliwości P=f(f)	mikroinstalacji (40 kW) i małych instalacji (do 200 kW) przyłączonych do nn	Wymaganie typu A	NIE
2	Zakres częstotliwości 47,5 – 52 Hz	mikroinstalacji (40 kW) i małych instalacji (do 200 kW) przyłączonych do nn	Wymaganie typu A	NIE
3	Zdolność do generacji mocy biernej/ cos fi =0,95/regulacji cos fi	mikroinstalacji (40 kW) i małych instalacji (do 200 kW) przyłączonych do nn	Wymaganie typu B	TAK, PGM o mocy poniżej 1 MW utracą tą zdolność
4	Zdalna redukcja mocy, co 10 %	pow. 100 kW	Wymaganie typu B	TAK, PGM o mocy poniżej 1 MW utracą tą zdolność
5	Zabezpieczenia nad- i podnapięciowe oraz nad- i podczęstotliwościowe	mikroinstalacji (40 kW) i małych instalacji (do 200 kW) przyłączonych do nn	Wymaganie typu B	TAK, brak mandatu do działań proceduralnych
	dodatkowo na podstawie ankietyzacji:			
6	Wymiana danych online	Przyłączone do sieci nn (zależy od WP) i SN	Wymaganie typu B	TAK, PGM o mocy poniżej 1 MW utracą tą zdolność
7	FRT	Przyłączone do sieci nn i SN	Wymaganie typu B	TAK, PGM o mocy poniżej 1 MW utracą tą zdolność
8	Szybka odbudowa mocy czynnej po zwarciu	Nie	Wymaganie typu B	NIE, brak obecnie takiego wymagania
9	Szybka generacja prądu zwarciowego	Nie	Wymaganie typu B	NIE, brak obecnie takiego wymagania

Źródło: Dane otrzymane z OSD na potrzeby ankietyzacji

14

Korzyści wynikające z obniżenia progów mocy

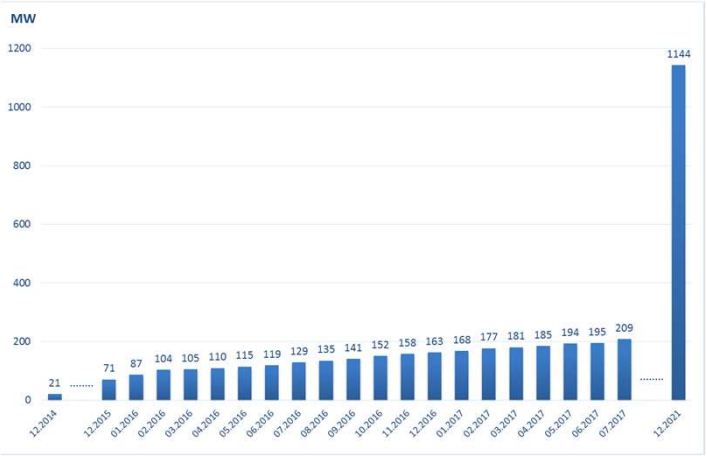
Zmniejszenie wartości progów A/B oraz B/C:

- spowoduje ograniczenie występowania PGM typu A wyłącznie do sieci nn, ograniczenie występowania PGM typu B wyłącznie do sieci SN, ograniczenie występowania PGM typu C wyłącznie do GPZ/SN
- lepiej dostosuje proces przyłączania i weryfikacji wymagań dla PGM typu A do obecnych standardów obowiązujących w OSD dla źródeł o mocy do 40 kW (przyłączenie na tzw. zgłoszenie, zgodność z normami/certyfikaty jako podstawa do weryfikacji spełnienia wymagań)
- zmniejszy lub wyeliminuje ryzyko instalowania starych turbin wiatrowych i paneli fotowoltaicznych lub turbin i paneli z zablokowanymi (na poziomie producenta) funkcjami standardowo wymaganymi przez innych OSP
- zmniejszy negatywy wpływ PPM (zmniejszona stabilność częstotliwościowa KSE, lokalne problemy napięciowe, niedobory mocy zwarciowej) poprzez zwiększenie PGM zdolnych do udziału w regulacji napięcia i mocy biernej, FRT oraz szybkiej odbudowy częstotliwości
- zmniejszy problemy z prognozowaniem generacji PV i bilansowaniem KSE związany z przyłączeniem dużej ilości nieopomiarowanych PGM

15

Prognozowana zmiana mocy w strukturze wytwarzania w roku 2021

W 2021 prognozowana moc zainstalowana źródeł PV wynosi 1144 MW.

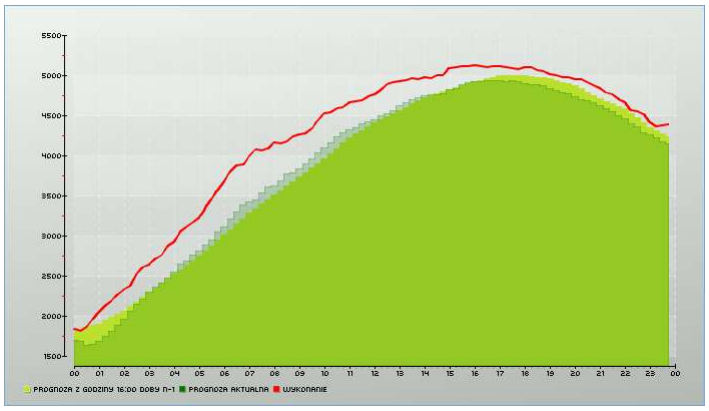


16

Wpływ opomiarowania na błędy prognozy

Farmy wiatrowe - prognoza

28.10.2017

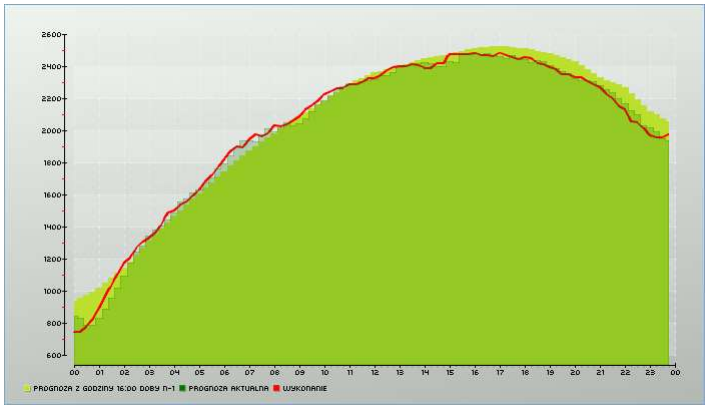


17

Wpływ opomiarowania na błędy prognozy

Farmy wiatrowe opomiarowane - prognoza

28.10.2017

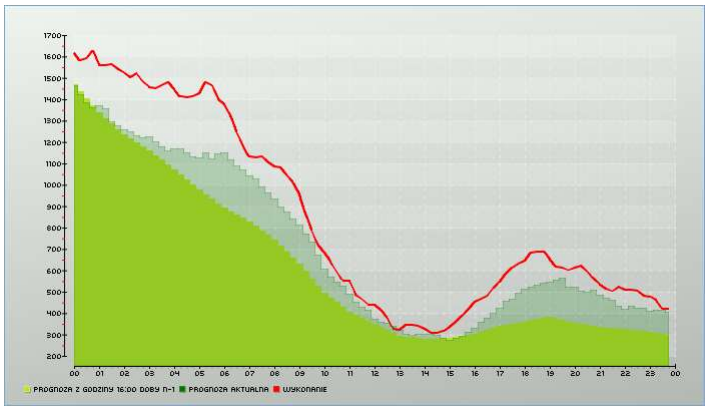


18

Wpływ opomiarowania na błędy prognozy

Farmy wiatrowe - prognoza

29.11.2017

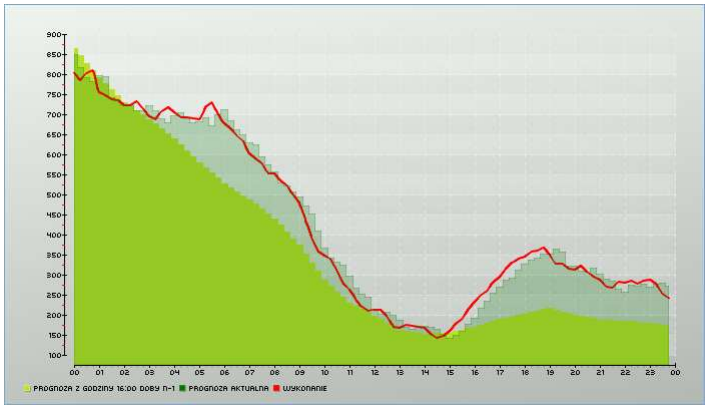


19

Wpływ opomiarowania na błędy prognozy

Farmy wiatrowe opomiarowane - prognoza

29.11.2017

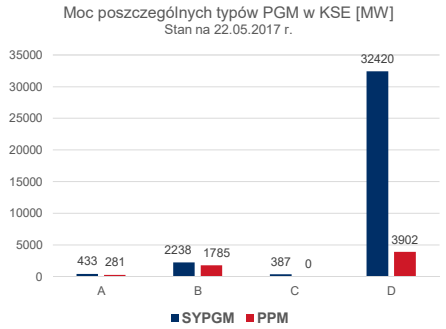


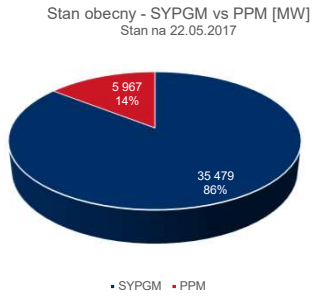
20

Obecna struktura wytwarzania w KSE (22.05.2017 r.)

Progi mocy na poziomie maksymalnym określonym w NC RfG

Typ PGM	SYPGM [MW]	PPM [MW]	Suma PGM [MW]	%PGM	% SYPGM w danym typie	% PPM w danym typie
A	433	**281**	**714**	2%	61%	39%
B	2238	**1785**	**4 023**	10%	56%	44%
C	387	0	**387**	1%	100%	0%
D	32 420	3902	**36 321**	88%	89%	11%
SUMA [MW]	**35 479**	**5 967**	**41 446**	**100%**	**86%**	**14%**





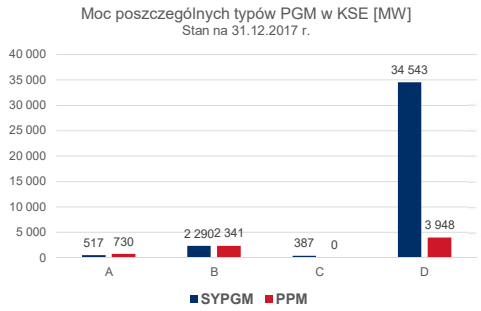
Źródło: Dane wewnętrzne PSE S.A.

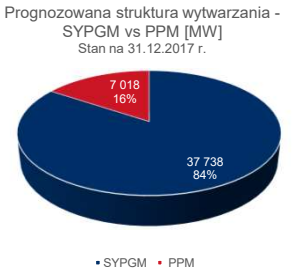
21

Prognozowana struktura wytwarzania w KSE (31.12.2021 r.)

Progi mocy na poziomie maksymalnym określonym w NC RfG

Typ PGM	SYPGM [MW]	PPM [MW]	Suma PGM [MW]	%PGM	% SYPGM w danym typie	% PPM w danym typie
A	517	**730**	1 247	3%	41%	59%
B	2 290	**2 341**	4 631	10%	49%	51%
C	387	0	387	1%	100%	0%
D	34 543	3 948	38 490	86%	90%	10%
SUMA [MW]	37 738	7 018	44 756	100%	84%	16%





Źródło: Dane wewnętrzne szacunkowe PSE S.A.

22

Prognozowana zmiana mocy w strukturze wytwarzania w latach 2017 i 2021

Progi mocy na poziomie maksymalnym tj. 1 MW, 50 MW i 75 MW

Typ PGM	SYPGM [MW]	PPM [MW]	Suma PGM [MW]
A	84	**449**	**533**
B	52	**556**	608
C	0	0	0
D	2 123	46	2 169
SUMA	2 259	1 051	3 310

- Przyrost mocy PGM typu A 533 MW (moc nieopomiarowana) przyrost o 75%, w porównaniu do stanu obecnego
- Duży przyrost PPM, w porównaniu do stanu obecnego:
  typ A - 449 MW (przyrost o 160%) i
  typ B - 556 MW (przyrost o 34%)

Progi mocy obniżone do poziomu: 0,2 MW, 10 MW i 75 MW

Typ PGM	SYPGM [MW]	PPM [MW]	Suma PGM [MW]
A	2	16	**18**
B	134	**935**	1 069
C	0	54	54
D	2 123	46	2 170
SUMA	2 258	1 052	3 310

- Obniżenie poziomu mocy nieopomiarowanej do 18 MW, przyrost 2%
- Duży przyrost PPM:
  typ B - 935 MW (przyrost o 52%, w porównaniu do stanu obecnego)

Źródło: Dane wewnętrzne szacunkowe PSE S.A.

23

Udział mocy PPM w mocy zainstalowanej KSE

Udział mocy zainstalowanej PPM w całkowitej mocy zainstalowanej w KSE w latach 2017-2030

	2017	2021 (prognoza)	2025 (prognoza)	2030 (prognoza)
Całkowita moc zainstalowana [MW]	41 446	44 756	47 262	50 009
Moc zainstalowana PPM [MW]	5 967	7 018	9 300	13 880
Udział PPM w całkowitej mocy zainstalowanej	14,40 %	15,68 %	19,68 %	27,76 %

Prognozowany udział mocy zainstalowanej PPM w całkowitej mocy zainstalowanej w KSE w roku 2030 jest prawie dwukrotnie większy niż w roku 2017.

Zmniejszenie wartości progów mocy B/C do wartości 10 MW potencjalnie zwiększy ilość PGM posiadających zdolność do automatycznej regulacji częstotliwości, które w przyszłości będą mogły wesprzeć bilansowanie KSE (problem z zapewnieniem odpowiedniej rezerwy regulacji wtórnej)

Źródło: Dane wewnętrzne PSE S.A.

24

Udział PPM w pokryciu zapotrzebowania KSE

Współczynnik udziału – procentowy udział generacji PPM w pokryciu zapotrzebowania

Założenia:

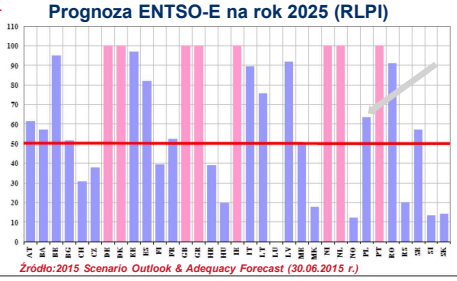
- zapotrzebowanie minimalne (dolina nocna) przyjęto jako 50% zapotrzebowania maksymalnego
- przyjęto zerową generację instalacji fotowoltaicznych podczas doliny nocnej
- współczynnik udziału przyjęto dla maksymalnej generacji PPM

	2017	2021
Wielkość zapotrzebowania max. [MW]	26 000	27 000
Współczynnik udziału dla zapotrzebowania max [%]	22,95	25,99
Wielkość zapotrzebowania min. [MW]	13 000	13 500
Współczynnik udziału dla zapotrzebowania min [%]	44,29	44,58

Źródło: Dane wewnętrzne PSE S.A.

Polska znajduje się grupie krajów, w której współczynnik udziału przekroczy w roku 2025 wartość 50%.

Prognoza ENTSO-E na rok 2025 (RLPI)



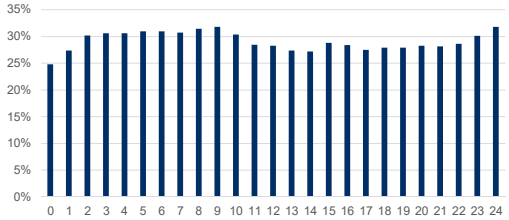
Źródło:2015 Scenario Outlook & Adequacy Forecast (30.06.2015 r.)

PSE

25

Udział PPM w pokryciu zapotrzebowania KSE

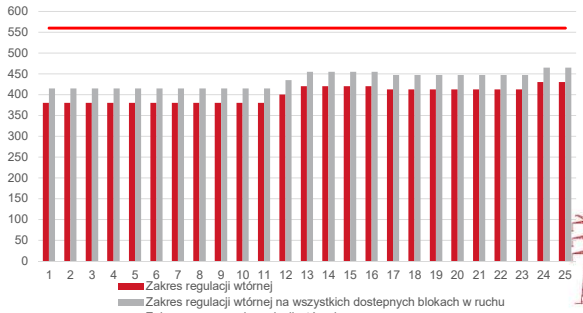
Współczynnik udziału PPM w dniu 26.12.2016 r.



Udział generacji PPM w dniu 26.12.2016 r. utrzymywał się na poziomie ok 30%

Zapotrzebowanie tego dnia wynosiło: 13 GW÷17 GW

W dniu 26.12.2016 r. problemy z dotrzymaniem wymaganego poziomu regulacji wtórnej (560 MW).

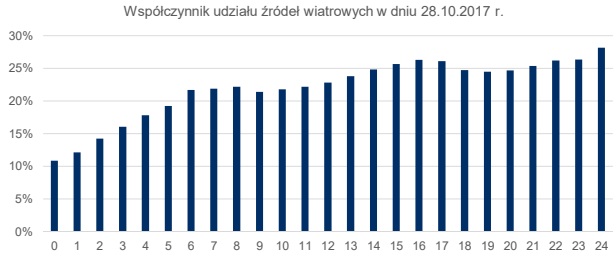


Źródło: Dane wewnętrzne PSE S.A.

PSE

26

Udział PPM w pokryciu zapotrzebowania KSE



Udział generacji PPM w dniu 28.10.2017 r. utrzymywał się na poziomie powyżej 20%. Zapotrzebowanie tego dnia wynosiło: 17 GW÷21 GW.

Maksymalna generacja PPM – 5142 MW, godz. 16:00

Źródło: Dane wewnętrzne PSE S.A.

27

Wady wynikające z obniżenia progów mocy

Zmniejszenie wartości progu B spowoduje zwiększenie liczby wytwórców objętych obowiązkiem przekazywania danych strukturalnych, danych grafikowych oraz danych czasu rzeczywistego (on-line) do OSD i/lub OSP

Ilość PGM
Progi mocy na poziomie określonym w NC RfG (1 MW, 50 MW i 75 MW)

Typ PGM	SYPGM	PPM	Suma PGM
A	135	835	970
B	34	335	**369**
C	0	0	0
D	9	2	11
SUMA	178	1 172	1 350

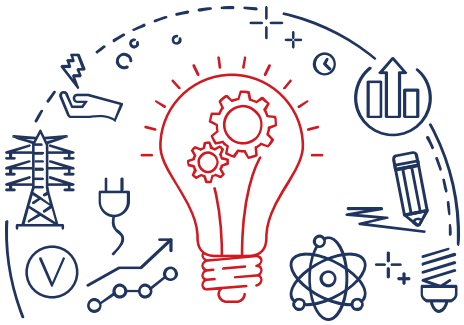
Ilość PGM
Progi mocy określone na poziomie: 0,2 MW, 10 MW i 75 MW

Typ PGM	SYPGM	PPM	Suma PGM
A	22	255	277
B	147	913	**1 060**
C	0	2	0
D	9	2	11
SUMA	178	1 172	1 350

Projekt dokumentu KORRR (wynikającego z SO GL) przewiduje mechanizmu indywidualnego odstępstwa od pozyskiwania danych on-line, na wniosek właścicieli PGM.

Źródło: Prognoza szacunkowa PSE S.A.

28



Harmonogram dalszych działań

29

Tryb i harmonogram wyznaczania progów mocy maksymalnej

Listopad/ Grudzień 2017	Wypracowanie propozycji maksymalnych wartości progów mocowych
Grudzień/ Styczeń 2018	Publiczne konsultacje (1 miesiąc) zgodnie z art. 5 i art. 10 NC RfG
Styczeń/ Luty 2018	Raport z publicznych konsultacji i weryfikacja propozycji
Luty/ Marzec 2018	Koordynacja propozycji progów mocy maksymalnej z sąsiednimi OSP
17 maja 2018	Przekazanie propozycji do zatwierdzenia URE (6 miesięcy na akceptację)

PSE

30

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Dziękuję za uwagę