



Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

**Propozycje progów mocy maksymalnych dla modułów
wytwarzania energii typu B, C i D, zgodnie
z Rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/631**

Konstancin-Jeziorna, 25 stycznia 2018 r.

Spis treści

I. Definicje	3
II. Wstęp.....	5
III. Propozycja PSE S.A.	10
IV. Uzasadnienie propozycji progów mocy maksymalnych ze względu na obecną i prognozowaną strukturę wytwarzania	12
1. Obecna struktura wytwarzania (stan na 22.05.2017 r.)	13
2. Prognozowana struktura wytwarzania w KSE w horyzoncie krótkoterminowym (prognoza na 31.12.2021 r.)	14
3. Porównanie prognozowanej struktury wytwarzania w KSE dla wynikających z NC RfG granicznych oraz proponowanych przez PSE S.A. wartości progów mocy maksymalnych	15
V. Uzasadnienie propozycji progów mocy maksymalnych ze względu na wpływ PPM na KSE.....	19
1. Udział mocy zainstalowanej PPM w całkowitej mocy zainstalowanej w KSE.	19
2. Przyrost mocy zainstalowanej PPM do roku 2021.	20
VI. Udział PPM w pokryciu zapotrzebowania na moc w KSE.....	24
1. Prognoza zmiany współczynnika udziału PPM w pokryciu zapotrzebowania do roku 2021	24
2. Współczynnik udziału PPM w pokryciu zapotrzebowania na moc wyliczony w oparciu o dane ENTSO-E.....	25
3. Współczynnik udziału PPM w pokryciu zapotrzebowania na moc w KSE w dniach 26.12.2016 r. i 28.10.2017 r.	26
VII. Uzasadnienie propozycji progów mocy maksymalnych ze względu na wielkość regulacyjnych rezerw mocy w systemie	29
1. Stan obecny	29
2. Analiza dostępności rezerw regulacji wtórnej w dniu 26.12.2016.....	30
3. Prognozowany stan na dzień 01.08.2021.....	31
VIII. Uzasadnienie propozycji progów mocy maksymalnych ze względu na zdolności techniczne wymagane przez NC RfG od poszczególnych typów PGM	33
1. Wpływ ustanowienia dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu D poniżej wartości granicznej, wynikającej z NC RfG.	33
2. Wpływ ustanowienia dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu C poniżej wartości granicznej.....	34
3. Wpływ ustanowienia dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu B poniżej wartości granicznej.....	35
IX. Uzasadnienie propozycji progów mocy maksymalnych ze względu na istniejące wymagania dla PGM przyłączonych do sieci nn i SN	37
X. Uzasadnienie propozycji progów mocy maksymalnych ze względu na analizy pracy źródeł rozproszonych w aspekcie planowania warunków napięciowych w sieci rozdzielczej	39
XI. Uzasadnienie propozycji progów mocy maksymalnych względem propozycji progów mocy maksymalnej w innych krajach wdrażających NC RfG	41
XII. Podsumowanie	43

I. Definicje

O ile nie określono inaczej, pojęcia i skróty użyte w niniejszym dokumencie są zgodne z Rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE z 27.4.2016 L 112/1), zwanym dalej: NC RfG.

Odwołania do poszczególnych artykułów i ustępów zawarte w niniejszym dokumencie odnoszą się do NC RfG.

Definicje używanych skrótów:

- GPZ – Główny Punkt Zasilania
- OSD – Operator Systemu Dystrybucyjnego;
- OSDp – Operator Systemu Dystrybucyjnego przyłączony bezpośrednio do sieci przesyłowej;
- OSP – Operator Systemu Przesyłowego;
- PGM – moduł wytwarzania energii (dotychczas określany jako jednostka wytwórcza);
- PPM – moduł parku energii (dotychczas określany jako jednostka wytwórcza przyłączona do sieci poprzez układy energoelektroniczne, np. farma wiatrowa lub instalacja fotowoltaiczna);
- PTPIREE – Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej;
- SO GL - Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz.Urz. UE z 25.8.2017 L220/1);
- SYPGM – synchroniczny moduł wytwarzania energii (dotychczas rozumiana jako jednostka wytwórcza pracująca synchronicznie);
- Tryb FSM – tryb pracy PGM lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zmienia się w zależności od zmian częstotliwości systemu w sposób wspomagający przywrócenie częstotliwości docelowej, w dotychczasowych uregulowaniach nazywany regulacją pierwotną;
- Tryb LFSM-O - tryb pracy modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zmniejsza się w odpowiedzi na wzrost częstotliwości systemu powyżej określonej wartości;
- Tryb LFSM-U - oznacza tryb pracy modułu wytwarzania energii lub systemu HVDC, w którym generowana moc czynna zwiększa się w następstwie spadku częstotliwości systemu poniżej określonej wartości;
- Ustawa o OZE – Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2015 poz. 478) z późn. zm.;
- Właściwy OS – operator systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego, do którego sieci jest przyłączony PGM;

- Współczynnik udziału – procentowy udział generacji PPM w pokryciu zapotrzebowania.

II. Wstęp

NC RfG to kodeks przyłączeniowy określający wymogi dotyczące przyłączania do sieci modułów wytwarzania energii, a mianowicie synchronicznych modułów wytwarzania energii, modułów parku energii oraz morskich modułów parku energii. Przedmiotowe rozporządzenie ustanawia obowiązki zapewniające właściwe wykorzystanie zdolności modułów wytwarzania energii przez operatorów systemów w przejrzysty i niedyskryminacyjny sposób w celu zapewnienia równych szans podmiotom w całej Unii Europejskiej. NC RfG weszło w życie 17 maja 2016 roku.

Poza opracowaniem wymogów dotyczących przyłączania do sieci modułów wytwarzania energii, jednym z głównych działań związanych z wdrożeniem NC RfG jest ustalenie progów mocy maksymalnych.

Progi mocy maksymalnych stanowią granice zakresów mocy modułów wytwarzania energii, na podstawie których moduły klasyfikuje się do poszczególnych typów, w zależności od ich mocy maksymalnej. Moc maksymalna, zgodnie z NC RfG, jest zdefiniowana jako maksymalna wartość mocy czynnej, którą moduł jest w stanie generować w sposób ciągły, pomniejszona o każde zapotrzebowanie związane wyłącznie z pracą tego modułu wytwarzania energii i niewprowadzane do sieci, jak określono w umowie przyłączeniowej lub jak uzgodnili właściwy operator systemu i właściciel zakładu wytwarzania energii (art. 2 pkt 16 NC RfG). Oznacza to, że moduł zaliczany jest do danego typu, jeżeli jego moc maksymalna znajduje się w odpowiednim przedziale określonym progami mocy.

Zgodnie z art. 5 ust. 3 NC RfG wartości progów mocy maksymalnej (dla typów B, C i D) opracowywane są przez OSP we współpracy z OSD i sąsiednimi OSP oraz podlegają publicznym konsultacjom, w trybie opisanym w art. 10 NC RfG. Konsultacje te powinny trwać co najmniej 1 miesiąc. OSP uwzględniają w należyty sposób wyrażone w procesie konsultacji publicznych opinie zainteresowanych stron, a następnie przedkładają propozycję progów mocy maksymalnych do zatwierdzenia przez właściwe organy regulacyjne.

Określenie wartości progów mocy maksymalnych odbywa się w następującym trybie:

- opracowanie przez OSP wstępnej propozycji progów mocy maksymalnych dla modułów typu B, C i D we współpracy z OSD;
- przeprowadzenie przez OSP publicznych konsultacji;
- opiniowanie propozycji krajowych z sąsiednimi OSP;
- przekazanie przez OSP propozycji do akceptacji krajowego regulatora (w Polsce – Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (Prezes URE)).

Wielkości progów mocy maksymalnych dla poszczególnych obszarów synchronicznych nie mogą być wyższe niż wielkości graniczne zawarte w art. 5 ust. 2 RfG.

W Europie kontynentalnej dolny próg mocy maksymalnej dla typu B nie może być większy niż 1 MW, dla typu C nie może być większy niż 50 MW, a dla typu D 75 MW. Dolny próg mocy dla modułów typu A został określony bezpośrednio w NC RfG i wynosi 0,8 kW (nie podlega on zmianie). Dla poszczególnych typów modułów wytwarzania energii przewidziane zostały odmienne wymogi dla przyłączania do sieci, przy czym moduły typu wyższego (A<B<C<D),

Propozycje progów mocy maksymalnych dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D, zgodnie z Rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/631

spełniać muszą jednocześnie wymogi przewidziane dla modułów typu niższego, o ile w NC RfG nie określono inaczej. Oznacza to, że moduł typu D musi spełniać jednocześnie wymogi przewidziane dla modułów typu A, B i C.

Tabela nr 1 przedstawia wartości graniczne progów mocy maksymalnych określone w NC RfG, które wynoszą odpowiednio 0,8 kW, 1 MW, 50 MW oraz 75 MW.

Tabela nr 1. Graniczne wartości progów mocy maksymalnych, określone w NC RfG.

Obszar synchroniczny	Najwyższa dopuszczalna wielkość progu mocy maksymalnej, począwszy, od której PGM zalicza się do typu B	Najwyższa dopuszczalna wielkość progu mocy maksymalnej, począwszy, od której PGM zalicza się do typu C	Najwyższa dopuszczalna wielkość progu mocy maksymalnej, począwszy, od której PGM zalicza się do typu D
Kontynentalna Europa	1 MW	50 MW	75 MW*

*) Do typu D zaliczać się będą także wszystkie moduły wytwarzania energii bez względu na ich moc maksymalną, jeśli napięcie w punkcie ich przyłączenia ma wartość co najmniej 110 kV.

Zgodnie z zapisami NC RfG, OSP ma prawo do weryfikacji przyjętych progów mocy raz na trzy lata.

Przyporządkowanie PGM do określonego typu skutkuje nałożeniem na moduł różnych wymogów, które dany PGM musi spełnić. Tabela nr 2, Tabela nr 3 oraz Tabela nr 4 przedstawiają wymogi wynikające z NC RfG, które muszą spełniać poszczególne typy PGM.

Propozycje progów mocy maksymalnych dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D, zgodnie z Rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/631

Tabela nr 2. Wymogi stawiane PGM, określone w NC RfG (uwaga: wymagania określone dla PGM typu A muszą spełnić również PGM typu B, C, D; wymagania określone dla PGM typu B muszą spełnić również PGM typu C i D, itd., o ile NC RfG nie stanowi inaczej).

Wymóg PGM wg ang. wersji	Wymóg PGM	Typ A	Typ B	Typ C	Typ D
FREQUENCY RANGES	Zdolność do zachowania połączenia z siecią oraz pracy w określonych zakresach częstotliwości przez określony czas	X	X	X	X
VOLTAGE RANGES	Zdolność do zachowania połączenia z siecią i pracy w zakresach napięcia przez określony czas				X
RATE OF CHANGE OF FREQUENCY WITHSTAND CAPABILITY	Zdolność do zachowania połączenia z siecią i do pracy przy określonej prędkości zmiany częstotliwości	X	X	X	X
ACTIVE POWER CONTROLLABILITY AND CONTROL RANGE	Zdolność do kontroli generowanej mocy czynnej	X*	X*	X	X
FREQUENCY SENSITIVE MODE	Zdolność do zapewnienia odpowiedzi mocy czynnej w zależności od zmian częstotliwości systemu zgodnie z określonymi parametrami (tryb FSM)			X	X
LIMITED FREQUENCY SENSITIVE MODE (OVERFREQUENCY)	Zdolność do obniżenia mocy czynnej w odpowiedzi na wzrost częstotliwości przy określonych warunkach (tryb LFSM-O)	X	X	X	X
LIMITED FREQUENCY SENSITIVE MODE (UNDERFREQUENCY)	Zdolność do aktywowania rezerwy mocy czynnej w odpowiedzi na wzrost częstotliwości w określonych warunkach (tryb LFSM-U)			X	X
CAPABILITY OF RECONNECTION AFTER AN INCIDENTAL DISCONNECTION DUE TO A NETWORK DISTURBANCE	Zdolność do ponownego przyłączenia do sieci po przypadkowym odłączeniu spowodowanym zakłóceniem w sieci	X	X	X	X
SYNCHRONISATION CAPABILITY	Zdolność do synchronizacji				X
FREQUENCY RESTORATION CONTROL	Zdolność do udziału w regulacji odbudowy częstotliwości (dotychczas nazywanej regulacją wtórną)			X	X
MONITORING OF FREQUENCY RESPONSE	Zdolność do monitorowania działania odpowiedzi częstotliwościowej mocy czynnej			X	X
BLACK START	Zdolność do rozruchu autonomicznego			X	X
CAPABILITY TO TAKE PART IN ISOLATED NETWORK OPERATION	Zdolność do pracy wyspowej			X	X

Propozycje progów mocy maksymalnych dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D, zgodnie z Rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/631

TRIP TO HOUSELOAD	Zdolność do przejścia w tryb pracy na potrzeby własne			X	X
IDENTIFICATION OF HOUSELOAD OPERATION	Zdolność do wykrywania trybu pracy na potrzeby własne			X	X
UNDERFREQUENCY MAX POWER CAPABILITY	Zdolność PGM do pracy z mocą maksymalną w ramach odpowiedzi częstotliwościowej spowodowanej obniżeniem częstotliwości.	X	X	X	X
AUTOMATIC DISCONNECTION	Zdolność do automatycznego odłączenia, gdy wartość napięcia w punkcie przyłączenia osiągnie określone poziomy			X	X
Notification of MODERNISATION OR REPLACEMENT OF EQUIPMENT OF GENERATING UNIT	Zgłoszenie o planach modernizacyjnych lub wymiany urządzeń modułu wytwarzania energii.			X	X
Monitoring and information exchange: (INFORMATION EXCHANGE, dynamic system behavior monitoring, the fault recording etc.)	Zdolność do wymiany informacji, rejestracji i monitorowania parametrów elektrycznych		X*	X	X
SIMULATIONS MODELS	Zdolność do zapewnienia modeli symulacyjnych			X	X
RATE OF CHANGE OF ACTIVE POWER OUTPUT	Maksymalne dopuszczalne gradienty zmian mocy czynnej			X OSD/OSP	X OSD/OSP

Źródło: NC RfG

*) OSD/OSP ma prawo do określenia wymagania – wymaganie opcjonalne

Tabela nr 3. Wymogi stawiane PPM, określone w NC RfG (uwaga: wymagania określone dla PPM typu A muszą spełnić również PPM typu B, C, D; wymagania określone dla PPM typu B muszą spełnić również PPM typu C i D, itd., o ile NC RfG nie stanowi inaczej).

Wymaganie PPM wg ang. wersji	Wymaganie PPM	Typ A	Typ B	Typ C	Typ D
REACTIVE POWER CAPABILITY	Zdolność do generacji mocy biernej		X*	X	X
FAULT RIDE THROUGH CAPABILITY	Zdolność do utrzymania w pracy podczas zwarć w sieci		X	X	X
FAST ACTING reactive current rejection	Zdolność do zapewnienia zasilania szybkim prądem zwarciovym		X*	X*	X*
SYNTHETIC INERTIA CAPABILITY TO A LOW FREQUENCY EVENT	Zdolność do zapewnienia inercji syntetycznej w przypadku zdarzenia o niskiej częstotliwości			X*	X*
REACTIVE POWER CONTROL MODES $Q=f(U)$ vs $\cos\phi$ vs Q	Zapewnienie odpowiednich trybów regulacji mocy biernej: $Q=f(U)$ vs $\cos\phi$ vs Q			X	X
DAMPING POWER OSCILATIONS CAPABILITY	Zdolność do tłumienia oscylacji mocy			X*	X

Źródło: NC RfG

*) OSD/OSP ma prawo do określenia wymagania – wymaganie opcjonalne

Propozycje progów mocy maksymalnych dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D, zgodnie z Rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/631

Tabela nr 4. Wymogi stawiane SYPGM, określone w NC RfG (uwaga: wymagania określone dla SYPGM typu A muszą spełnić również SYPGM typu B, C, D; wymagania określone dla SYPGM typu B muszą spełnić również SYPGM typu C i D, itd., o ile NC RfG nie stanowi inaczej).

Wymaganie SYPGM wg ang. wersji	Wymaganie SYPGM	Typ A	Typ B	Typ C	Typ D
REACTIVE POWER CAPABILITY	Zdolność do generacji mocy biernej		X*	X	X
FAULT RIDE THROUGH CAPABILITY	Zdolność do utrzymania w pracy podczas zwarć w sieci		X	X	X
SUPPLEMENTARY REACTIVE POWER	Zdolność do generacji uzupełniającej mocy biernej			X*	X*
Voltage stability /voltage control system - limiters	Specyficzne wymagania dla regulatora napięcia – ograniczniki				X
PSS FUNCTION TO ATTENUATE POWER OSCILLATIONS (thresholds is to be specify by TSO)	Posiadanie funkcji PSS w celu tłumienia oscylacji mocy w przypadku, gdy wielkość synchronicznego modułu wytwarzania energii przekracza wartość mocy maksymalnej				X

Źródło: NC RfG

*) OSD/OSP ma prawo do określenia wymagań – wymaganie opcjonalne

Przedmiotem poniższych rozdziałów jest przedstawienie uzasadnień dla opracowanej przez OSP, we współpracy z OSD, propozycji progów mocy maksymalnych dla modułów typu B, C i D.

III. Propozycja PSE S.A.

Działając na podstawie art. 5 ust. 3 NC RfG PSE S.A. niniejszym przedstawiają opracowaną we współpracy z OSD propozycję progów mocy maksymalnych dla PGM typu B, C i D w celu przeprowadzenia konsultacji publicznych, zgodnie z art. 10 NC RfG:

Tabela nr 5. Propozycja PSE S.A. progów mocy maksymalnych dla PGM typu B, C i D.

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

*) Ponadto, zgodnie z art. 5 ust. 2 NC RfG, wszystkie PGM bez względu na ich moc maksymalną, uznawane są za moduły typu D, jeśli napięcie w punkcie ich przyłączenia ma wartość co najmniej 110 kV.

W oparciu o powyższą propozycję wartości dolnych progów mocy maksymalnej poniżej przedstawiono zakresy mocy maksymalnej PGM dla poszczególnych typów:

1. Zakresy mocy maksymalnej PGM dla typu A:

$$0,8 \text{ kW} \leq P_{max} < 0,2 \text{ MW}$$

2. Zakresy mocy maksymalnej PGM dla typu B:

$$0,2 \text{ MW} \leq P_{max} < 10 \text{ MW}$$

3. Zakresy mocy maksymalnej PGM dla typu C:

$$10 \text{ MW} \leq P_{max} < 75 \text{ MW}$$

4. Zakresy mocy maksymalnej PGM dla typu D:

$$P_{max} \geq 75 \text{ MW}$$

$$\text{lub } U_n \geq 110 \text{ kV}$$

P_{max} - maksymalna wartość mocy czynnej, którą moduł jest w stanie generować w sposób ciągły, pomniejszona o każde zapotrzebowanie związane wyłącznie z pracą tego modułu i niewprowadzane do sieci, jak określono w umowie przyłączeniowej lub jak uzgodnili właściwy operator systemu i właściciel zakładu wytwarzania energii.

U_n - wartość napięcia znamionowego w punkcie przyłączenia danego PGM.

Kolejne rozdziały przedstawiają uzasadnienie dla propozycji PSE S.A. określającej wartości progów mocy maksymalnych dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D z uwzględnieniem:

- obecnej struktury wytwarzania;
- prognozowanej struktury wytwarzania w latach 2017-2025;
- wpływu PPM na KSE;
- szacowanych wielkości rezerw mocy w systemie;
- istniejących wymagań krajowych OSD dla przyłączanych modułów wytwarzania energii;
- propozycji progów mocy maksymalnych w innych krajach wdrażających NC RfG;
- konkluzji z opracowania wykonanego na zlecenie PTPIREE przez Politechnikę Lubelską pt.: „Optymalny dobór wartości progu mocy dla modułów wytwarzania energii typu B dla KSE”.

IV. Uzasadnienie propozycji progów mocy maksymalnych ze względu na obecną i prognozowaną strukturę wytwarzania

Przyjęta przez PSE S.A. propozycja progów mocy maksymalnych została opracowana m.in. na podstawie wyników analiz porównawczych obecnej i prognozowanej struktury generacji w KSE, w tym określenia kierunków rozwoju poszczególnych typów PGM oraz identyfikacji problemów z zapewnieniem bezpiecznej pracy KSE, które mogą pojawić w najbliższej przyszłości.

Analizy dotyczące prognozowanej struktury generacji, przedstawione w niniejszym rozdziale, zostały przygotowane w szczególności z uwzględnieniem informacji o planowanych przyłączeniach nowych modułów wytwarzania energii, wynikających z zawartych pomiędzy OSD a inwestorami umów przyłączeniowych, w których daty przyłączenia PGM do sieci określono nie później niż do dnia 01.08.2021 r. Zagregowane dane i informacje dotyczące planowanych nowych przyłączeń do sieci dystrybucyjnej PSE S.A. otrzymały od OSDp na przełomie roku 2016 i 2017 (zweryfikowane następnie wg. stanu na dzień 1.02.2017 r.). Na podstawie otrzymanych danych oraz zapisów obowiązujących regulacji prawnych, Informacji Prezesa URE, oraz dodatkowych informacji i założeń, o których mowa poniżej, oszacowano przyrost nowych mocy modułów wytwarzania energii w KSE i prognozowaną strukturę generacji.

Regulacje prawne, Informacja Prezesa URE oraz dodatkowe informacje i założenia, które uwzględniono w analizie:

- Ustawa o OZE;
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 20 marca 2017 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2017 r.;
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 29 września 2017 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2017 r.;
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 29 września 2017 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie kolejności przeprowadzenia aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2017 r.;
- Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 69/2017 z dnia 2 października 2017 r. anulująca aukcję z dnia 28 września 2017 r.
- Wyniki *aukcji na sprzedaż energii*, przeprowadzonych przez Prezesa URE w dniach 30.12.2016 r. oraz 29-30.06.2017 r.;
- Ocena możliwości przyrostu nowych mocy JWCD w oparciu o Wykaz podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci przesyłowej, publikowany na stronie www.pse.pl, oraz analizę aktualnego stanu w zakresie realizacji umów o przyłączenie modułów wytwarzania energii do sieci przesyłowej.
- Założono, że w horyzoncie 2021 roku zostaną zrealizowane wyłącznie projekty, które rozpoczęły fizyczną budowę lub zawarły kontrakty na realizację budowy (przyjęto, że

fakt podpisania umowy o przyłączenie z terminem realizacji do 2021 nie jest gwarancją realizacji projektu).

Analizy przeprowadzono dla granicznych wartości progów mocy maksymalnych, zawartych w NC RfG oraz osobno dla wartości proponowanych przez PSE S.A.

Wyniki wykonanych analiz przedstawiają prognozowane globalne dla KSE trendy zmian mocy zainstalowanych w poszczególnych rodzajach modułów wytwarzania energii.

Poniżej przedstawiono prognozowany wpływ przyjęcia progów mocy maksymalnej na poziomach wynikających z propozycji PSE S.A. oraz na poziomach wynikających z wartości granicznych, zgodnie z NC RfG, na całkowitą moc poszczególnych typów PGM oraz ich liczbę w perspektywie do 31.12.2021 r.

1. Obecna struktura wytwarzania (stan na 22.05.2017 r.)

Tabela nr 6 przedstawia obecną strukturę generacji w podziale na poszczególne typy oraz rodzaje PGM **przy założeniu przyjęcia granicznych (najwyższych dopuszczalnych) wartości progów mocy zgodnie z NC RfG, dla modułów typu B, C i D tj. odpowiednio 1 MW, 50 MW oraz 75 MW.**

Tabela nr 6. Obecna struktura wytwarzania, stan na dzień 22.05.2017 r.

$P_{\max}$	SYPGM [MW]	PPM [MW]	Suma PGM [MW]	% mocy względem łącznej mocy wszystkich PGM	% SYPGM w danym typie	% PPM w danym typie
$800W \leq P_{\max} < 1MW$	433	281	714	2%	61%	39%
$1MW \leq P_{\max} < 50MW$	2238	1785	4 023	10%	56%	44%
$50MW \leq P_{\max} < 75MW$	387	0	387	1%	100%	0%
$75MW \leq P_{\max}$	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. z dnia 22.05.2017 r.

Z powyższych danych wynika, że w obecnej strukturze generacji dominują SYPGM, których moc zainstalowana stanowi 86% całkowitej mocy zainstalowanej w KSE. Moc zainstalowana PPM stanowi natomiast 14% całkowitej mocy zainstalowanej w KSE. Różnica pomiędzy mocą zainstalowaną SYPGM i PPM jest szczególnie widoczna w przypadku PGM typu D, tj. 32420 MW (SYPGM) vs 3902 MW (PPM).

2. Prognozowana struktura wytwarzania w KSE w horyzoncie krótkoterminowym (prognoza na 31.12.2021 r.)

Tabela nr 7 przedstawia prognozowaną strukturę generacji w KSE w dniu 31.12.2021 r. w podziale na poszczególne typy oraz rodzaje PGM **przy założeniu przyjęcia granicznych (najwyższych dopuszczalnych) wartości progów mocy zgodnie z NC RfG dla modułów typu B, C i D tj. odpowiednio 1 MW, 50 MW oraz 75 MW**. Tabela ta uwzględnia planowane przyłączenia nowych PGM oraz planowane wyłączenia obecnie funkcjonujących modułów.

Tabela nr 7. Prognozowana struktura wytwarzania w KSE na dzień 31.12.2021 r. (scenariusz modernizacyjny BAT¹).

$P_{\max}$	SYPGM [MW]	PPM [MW]	Suma PGM [MW]	% mocy względem łącznej mocy wszystkich PGM	%SYPGM w danym typie	% PPM w danym typie
$800W \leq P_{\max} < 1MW$	517	730	1 247	3%	41%	59%
$1MW \leq P_{\max} < 50MW$	2 290	2 341	4 631	10%	49%	51%
$50MW \leq P_{\max} < 75MW$	387	0	387	1%	100%	0%
$75MW \leq P_{\max}$	34 543	3 948	38 490	86%	90%	10%
SUMA [MW]	37 737	7 019	44 756	100%	84%	16%

Źródło: Dane wewnętrzne PSE S.A. z dnia 22.05.2017 r.

Poniżej przedstawiono prognozowaną strukturę wytwarzania w KSE w roku 2021 dla wartości progów mocy proponowanych przez PSE S.A. tj.: 0,2 MW, 10 MW, 75 MW (Tabela nr 8).

¹ Scenariusz modernizacyjny BAT – scenariusz zakładający podjęcie działań inwestycyjnych w celu dostosowania modułów wytwarzania energii do zaostrzonych norm emisyjnych wynikających z Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (Dz. Urz. UE z 17.8.2017 L212/1), „tzw. konkluzje BAT” i w konsekwencji wydłużenie okresu eksploatacji tych modułów (scenariusz oparty na założeniu, że warunki rynkowe będą sprzyjać podejmowaniu decyzji inwestycyjnych). Na podstawie: „Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016 – 2035 Materiał informacyjny opracowany w Departamencie Rozwoju Systemu PSE S.A.” (<https://www.pse.pl/-/prognoza-pokrycia-zapotrzebowania-szczytowego-na-moc-w-latach-2016-2035>).

Tabela nr 8. Prognozowana struktura wytwarzania w KSE na dzień 31.12.2021 r.

$P_{\max}$	SYPGM [MW]	PPM [MW]	Suma PGM [MW]	% mocy względem łącznej mocy wszystkich PGM	% SYPGM w danym typie	% PPM w danym typie
$0,8 \text{ kW} \leq P_{\max} < 0,2 \text{ MW}$	435	297	732	2%	59%	41%
$0,2 \text{ MW} \leq P_{\max} < 10 \text{ MW}$	2 372	2 720	5 092	11%	47%	53%
$10 \text{ MW} \leq P_{\max} < 75 \text{ MW}$	387	54	441	1%	88%	12%
$P_{\max} \geq 75 \text{ MW}$	34 543	3 948	38 491	86%	90%	10%
SUMA [MW]	37 737	7 019	44 756	100%	84%	16%

Źródło: Dane wewnętrzne PSE S.A. z dnia 22.05.2017 r.

3. Porównanie prognozowanej struktury wytwarzania w KSE dla wynikających z NC RfG granicznych oraz proponowanych przez PSE S.A. wartości progów mocy maksymalnych

W Tabeli nr 9 i na diagramach pod tabelą przedstawiono porównanie prognozowanej struktury wytwarzania w KSE w przypadku przyjęcia granicznych wartości progów mocy maksymalnych, określonych w NC RfG (tj. 1 MW, 50 MW, 75 MW) oraz proponowanych przez PSE S.A. wartości progów mocy maksymalnych (tj. 0,2 MW, 10 MW i 75 MW).

Propozycje progów mocy maksymalnych dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D, zgodnie z Rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/631

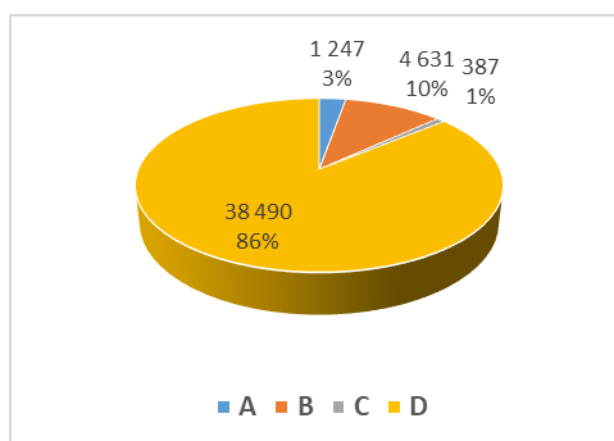
Tabela nr 9. Zestawienie przedziałów mocy maksymalnych modułów typu A, B, C i D według granicznej wartości progów mocy maksymalnych określonych w NC RfG oraz proponowanych przez PSE S.A. .

Wartości graniczne progów mocy z NC RfG	Próg mocy	Wartości progów mocy wynikające z propozycji PSE S.A.
$0,8 \text{ kW} \leq P_{max} < 1 \text{ MW}$	PGM typu A	$0,8 \text{ kW} \leq P_{max} < 0,2 \text{ MW}$
$1 \text{ MW} \leq P_{max} < 50 \text{ MW}$	PGM typu B	$0,2 \text{ MW} \leq P_{max} < 10 \text{ MW}$
$50 \text{ MW} \leq P_{max} < 75 \text{ MW}$	PGM typu C	$10 \text{ MW} \leq P_{max} < 75 \text{ MW}$
$P_{max} \geq 75 \text{ MW}$	PGM typu D	$P_{max} \geq 75 \text{ MW}$

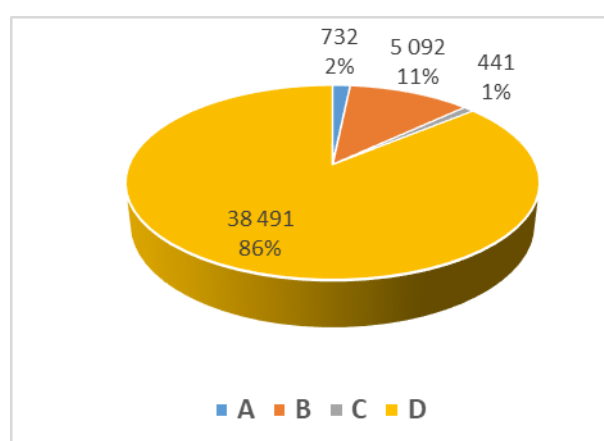
P_{max} - maksymalna wartość mocy czynnej, którą moduł jest w stanie generować w sposób ciągły, pomniejszona o każde zapotrzebowanie związane wyłącznie z pracą tego modułu i niewprowadzane do sieci, jak określono w umowie przyłączeniowej lub jak uzgodnili właściwy operator systemu i właściciel zakładu wytwarzania energii

Prognozowana struktura generacji

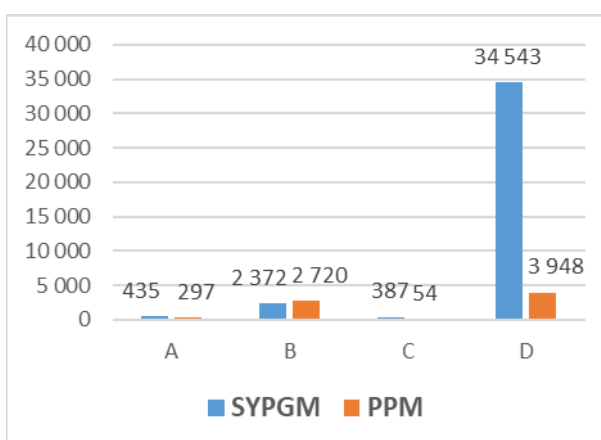
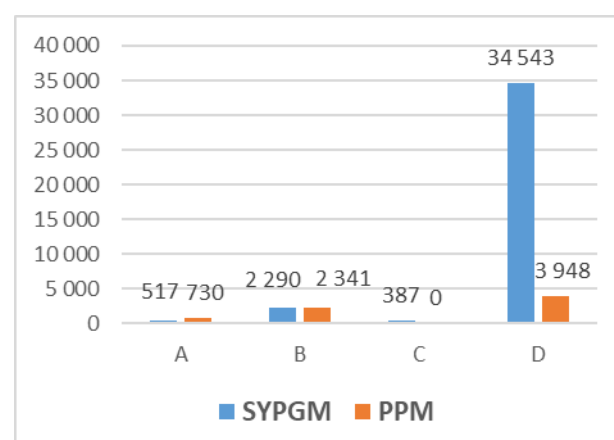
Wartości graniczne progów mocy z NC RfG



Wartości progów mocy wynikające z propozycji PSE S.A.



Moc zainstalowana poszczególnych typów PGM



Prognozowane przyrosty mocy zainstalowanej (2021 vs 2017r.)

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

Typ PGM	SYPGM [MW]	PPM [MW]	Suma PGM [MW]
A	2	16	18
B	134	935	1069
C	0	54	54
D	2 123	46	2 169
SUMA	2 259	1 051	3 310

Liczba PGM planowanych do przyłączenia do 2021 r.

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

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

Wnioski:

Przy przyjęciu wartości granicznej dolnego progu mocy dla PGM typu C, tj. 50 MW, w okresie do 31.12.2021 r. PGM typu C nie byłyby przyłączane do KSE. Proponowana przez PSE S.A. wartość dolnego progu mocy dla modułów typu C tj. 10 MW nie spowoduje znaczącego wzrostu liczby i mocy PGM typu C przyłączanych do KSE, ale spowoduje, że PGM typu C przyłączane będą tylko do GPZ na poziomie SN, a nie w głębi sieci SN. Powyższe w praktyce może ułatwić udział tych źródeł w regulacji mocy i częstotliwości oraz zbieranie danych dla potrzeb monitorowania pracy systemu.

Proponowana przez PSE S.A. wartość dolnego progu mocy dla PGM typu C pozwala również objąć PGM o mocy od 10 MW do 50 MW szerszym zakresem wymagań technicznych, które biorąc pod uwagę moc maksymalną tych PGM, będzie miało pozytywny wpływ na poprawę bezpieczeństwa KSE i jego regulacyjność.

Proponowana przez PSE S.A. wartość dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu B na poziomie 0,2 MW, w perspektywie do 2021 r. będzie skutkowałą objęciem wynikającymi z NC RfG wymogami dla modułów typu B dodatkowo ok. 700 modułów o łącznej mocy ok. 500 MW (w stosunku do sytuacji, w której dolny próg mocy maksymalnej dla PGM typu B ustalony byłby na poziomie granicznym, wynikającym z NC RfG).

Powyższe będzie skutkowało wzrostem liczby modułów, od których zgodnie z SO GL będą pozyskiwane dane pomiarowe czasu rzeczywistego, dane graficzne i dane strukturalne, co

zwiększy obserwowalność KSE, przełoży się na poprawę jakości prognozowania jego pracy i tym samym większe bezpieczeństwo prowadzenia ruchu KSE. Wynika to z faktu, iż SO GL, określając moduły wytwarzania energii, od których należy pozyskiwać powyższe dane, odwołuje się do przyporządkowania modułów do danego typu, zgodnie z NC RfG. Dodatkowo, proponowana przez PSE S.A. wartość dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu B tj. 0,2 MW ograniczy w praktyce występowanie PGM typu A wyłącznie do sieci nn, co lepiej odpowiada potrzebom i praktyce stosowanej obecnie przez OSD. Przyjęcie proponowanej przez PSE S.A. wartości progu mocy maksymalnej spowoduje również, że PGM przyłączane w głębi sieci SN będą modułami typu B, a nie typu A.

V. Uzasadnienie propozycji progów mocy maksymalnych ze względu na wpływ PPM na KSE

Prognozowany (w punkcie IV powyżej) wzrost udziału mocy zainstalowanej PPM w całkowitej mocy zainstalowanej w KSE w roku 2021 oraz w latach kolejnych stanowi wyzwanie, zarówno dla OSP, jak i OSD, ponieważ moduły te charakteryzują się zmienną charakterystyką generacji oraz, w porównaniu do maszyn synchronicznych, innymi cechami wynikającymi z właściwości technologii. Taka sytuacja wymusza na OSP m.in. utrzymywanie odpowiedniego poziomu rezerwy mocy w SYPGM.

Dodatkowo moduły te przyłączane są do KSE za pośrednictwem układów energoelektronicznych, co również ma negatywny wpływ na funkcjonowanie KSE m.in. ze względu na zmniejszenie inercji systemu.

W związku z powyższym propozycje PSE S.A. dotyczące wartości progów mocy maksymalnych dla modułów typu B i C uwzględniają prognozy wzrostu udziału mocy zainstalowanej PPM w całkowitej mocy zainstalowanej w KSE i ich wpływ na pracę KSE. Wpływ PPM na pracę KSE przedstawiono poniżej oraz w rozdziale VI.

1. Udział mocy zainstalowanej PPM w całkowitej mocy zainstalowanej w KSE.

Tabela nr 10 przedstawia udział mocy zainstalowanej PPM w całkowitej mocy zainstalowanej w KSE w roku 2017 oraz wielkości prognozowane na lata 2021, 2025 i 2030.

Tabela nr 10. Udział mocy zainstalowanej PPM w całkowitej mocy zainstalowanej w KSE

Wartość	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 %

Źródło: Dane wewnętrzne PSE S.A

Wnioski:

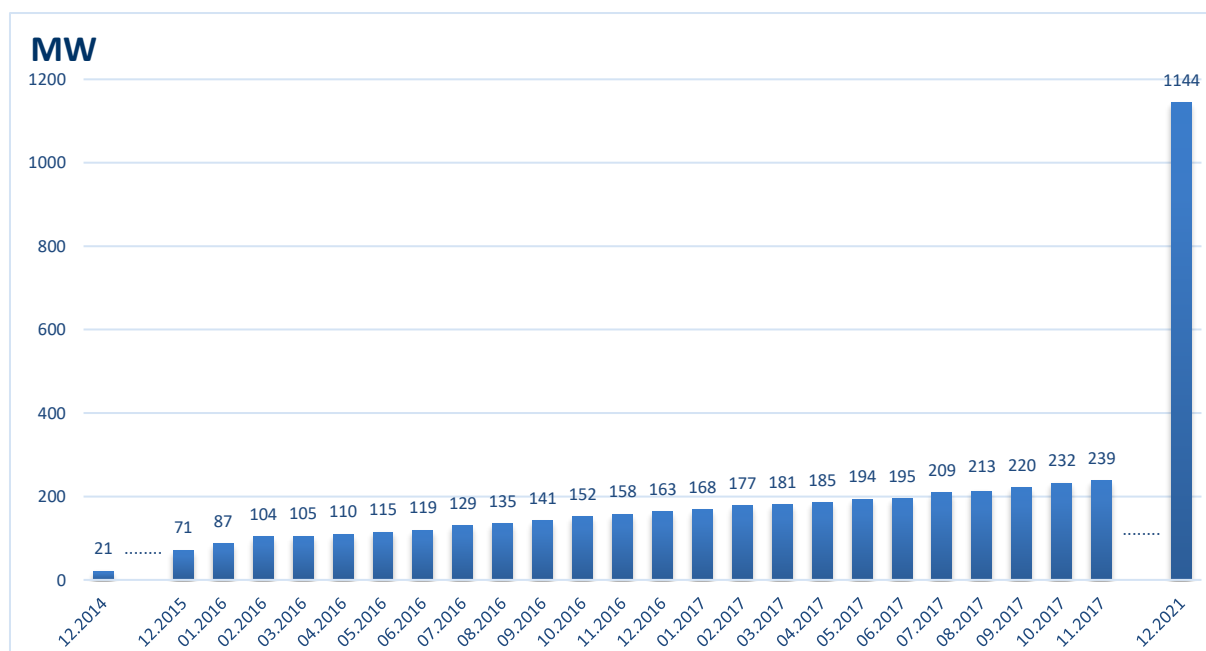
Przewidywany udział mocy zainstalowanej PPM w całkowitej generacji KSE w roku 2030 wynosi prawie 28%. Biorąc pod uwagę obecną wartość mocy zainstalowanych PPM i ich udział w całkowitej generacji KSE, tj. 14% można zauważyć, że do roku 2030 przewidywany jest około dwukrotny wzrost udziału PPM w strukturze mocy KSE w stosunku do stanu obecnego.

W związku z powyższym, przy wyborze wartości progów mocy maksymalnych należy wziąć pod uwagę zdolności PPM, istotne z punktu widzenia bezpiecznej pracy KSE, w szczególności w zakresie zapewnienia:

- wymiany informacji/danych w czasie rzeczywistym z operatorem systemu,
- danych niezbędnych do lepszego prognozowania generacji PPM,
- zwiększonej zdolności do kontroli generacji mocy czynnej tj. redukcja obciążenia (nie tylko zaprzestanie generacji), zgodnie z poleceniami od OSD lub OSP;
- utrzymywania w pracy w trakcie zwarć w systemie;
- generacji mocy biernej (opcjonalne);
- zapewnienia zasilania szybkim prądem zwarciovym (opcjonalne);
- zapewnienia pozakłóceniewego odtwarzania mocy czynnej.

2. Przyrost mocy zainstalowanej PPM do roku 2021.

Rysunek nr 1 przedstawia historyczną, obecną i prognozowaną (grudzień 2021r.), łączną wartość mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznych przyłączonych do KSE. Większość PPM tego typu stanowią obecnie i stanowić będą w przyszłości instalacje o mocy zainstalowanej poniżej 1 MW. Zatem w przypadku przyjęcia granicznej wartości progu mocy maksymalnej dla modułów typu B (tj. 1 MW), większość przyłączanych do KSE instalacji PV byłaby modułami typu A, dla których zgodnie z SO GL nie jest wymagane przesyłanie danych pomiarowych w trybie czasu rzeczywistego.



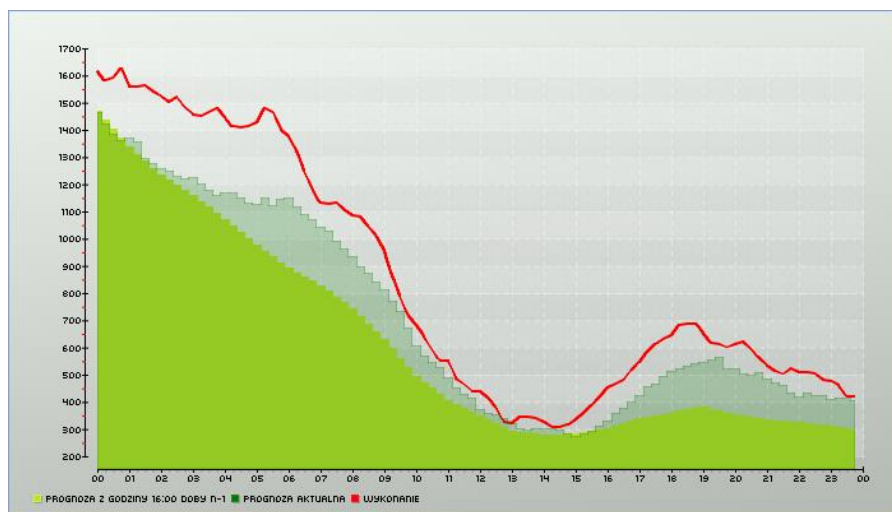
Rysunek nr 1. Łączna wartość mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznych przyłączonych do KSE.

Źródło: Dane wewnętrzne PSE S.A

Ustanowienie dolnego progu mocy maksymalnej dla nowych² PGM typu B na poziomie 1 MW skutkowałoby utratą możliwości zobligowania dużej liczby nowo przyłączanych źródeł PV do instalacji układów pomiarowych pozwalających na odczyt danych pomiarowych w trybie czasu rzeczywistego. Wiązałoby się to z problemami z prognozowaniem ich pracy, zwiększeniem problemów z bilansowaniem pracy tych źródeł i przepływami nieplanowymi w sieciach dystrybucyjnych, a także koniecznością utrzymywania zwiększonych rezerw mocy w KSE.

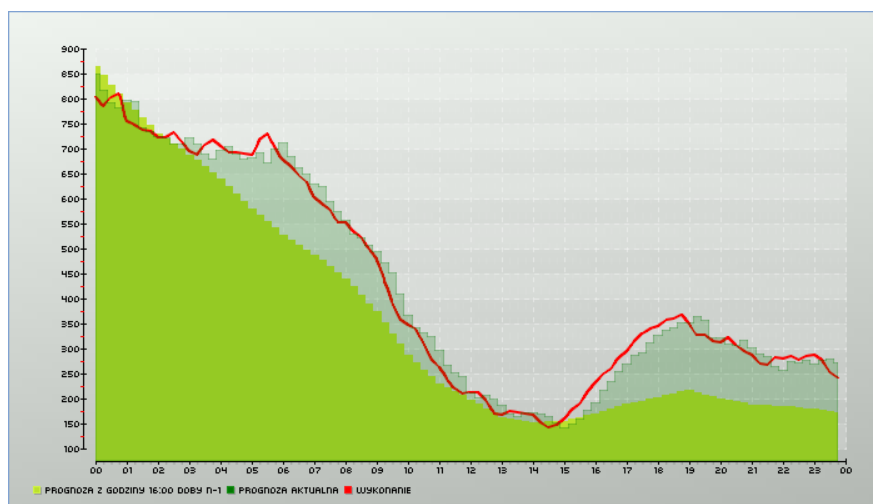
Problemy związane z prognozowaniem generacji nieopomiarowanych PGM są już obecnie odczuwalne dla OSP i dotyczą nieopomiarowanych farm wiatrowych. Rysunek nr 2 przedstawia prognozę (kolor zielony) oraz rzeczywistą generację (linia czerwona) dla wszystkich farm wiatrowych (farmy opomiarowane i nieopomiarowane) przyłączonych do KSE w dniu 29.11.2017 r. Prognoza generacji w analizowanym przypadku jest obciążona błędem rzędu nawet 300 MW, wynikającym w dużym stopniu ze znacznej liczby nieopomiarowanych farm wiatrowych przyłączonych do KSE na napięciu poniżej 110 kV.

² Część PGM planowanych do przyłączenia do roku 2021 może uzyskać status PGM istniejących w rozumieniu NC RfG, o ile właściciel danego PGM zawrze w terminie do dnia 17 maja 2018 r. ostateczny i wiążący kontrakt na zakup podstawowej instalacji wytwórczej i poinformuje o jego zawarciu właściwego OSP i OSD. W takim przypadku PGM nie będzie podlegać wymaganiom wynikającym z NC RfG.



Rysunek nr 2. Generacja wiatrowa wszystkich farm wiatrowych w dniu 29.11.2017 r.
Źródło: Dane wewnętrzne PSE S.A.

Dla porównania Rysunek nr 3 przedstawia prognozę oraz rzeczywistą generację tylko dla opomiarowanych farm wiatrowych. W tym przypadku wartość generacji prognozowanej i wartość generacji rzeczywistej są zbliżone.



Rysunek nr 3. Generacja wyłącznie opomiarowanych farm wiatrowych w dniu 29.11.2017 r.
Źródło: Dane wewnętrzne PSE S.A.

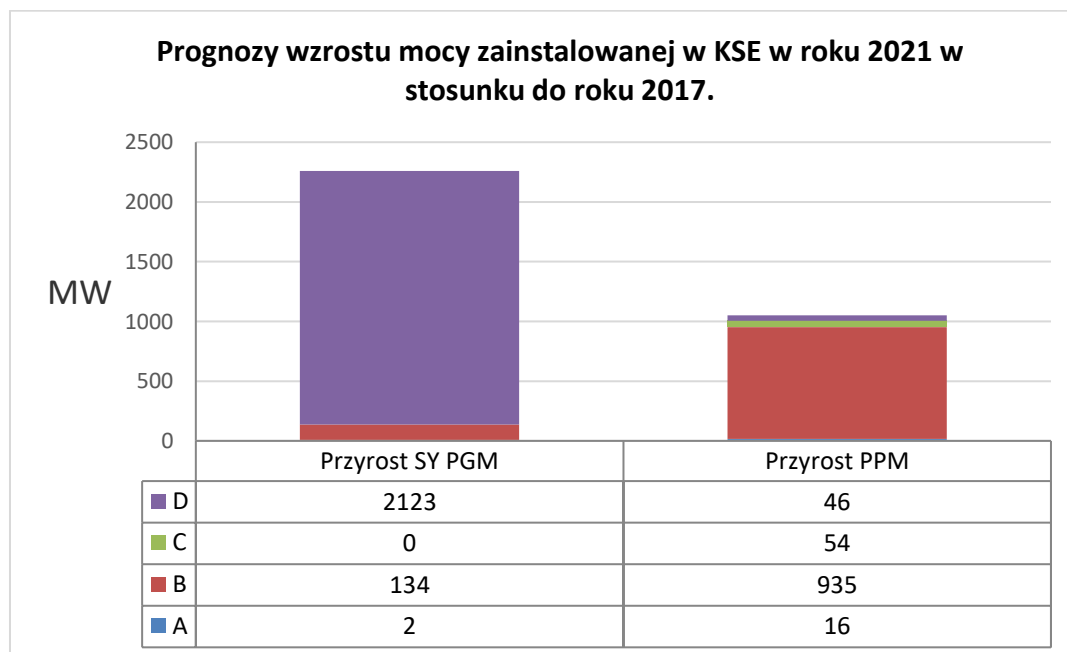
Ustanowienie dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu B na poziomie 0,2 MW pozwoli na zmniejszenie liczby i mocy nieopomiarowanych PGM.

Rysunek nr 4 przedstawia prognozy przyrostu mocy zainstalowanej SYPGM oraz PPM w roku 2021 (w stosunku do roku 2017), z uwzględnieniem proponowanych przez PSE S.A. wartości dolnych progów mocy maksymalnej.

Zdecydowaną większość nowej mocy SYPGM stanowić będą PGM typu D, czyli moduły opomiarowane i sterowalne w pełnym zakresie wymagań. W przypadku PPM większość mocy stanowiły będą instalacje fotowoltaiczne typu A i B, czyli

Propozycje progów mocy maksymalnych dla modułów wytwarzania energii typu B, C i D, zgodnie z Rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/631

moduły niesterowalne lub sterowalne w ograniczonym zakresie (typ A i B) oraz nieopomiarowane (typ A).



Rysunek nr 4. Prognozy wzrostu mocy zainstalowanej w KSE w roku 2021. Przyjęto proponowane przez PSE S.A. wartości dolnych progów mocy maksymalnych.

Źródło: Dane wewnętrzne PSE S.A.

Wnioski:

Biorąc powyższe pod uwagę, określenie dolnego progu mocy dla PGM typu B na poziomie 0,2 MW jest w pełni uzasadnione także koniecznością objęcia większości nowo przyłączanych instalacji fotowoltaicznych wymogiem przesyłania do operatorów danych pomiarowych w trybie czasu rzeczywistego.

vi. Udział PPM w pokryciu zapotrzebowania na moc w KSE

Wysoki poziom udziału źródeł PPM w pokryciu zapotrzebowania na moc wymusza na operatorach konieczność zmiany zasad prowadzenia ruchu, a co za tym idzie, prowadzi do konieczności korzystania w coraz większym zakresie ze zdolności technicznych PGM dla utrzymania stabilności dostaw energii elektrycznej.

Należy również mieć na uwadze kierunki rozwoju zmian w polityce klimatyczno – środowiskowej Unii Europejskiej, w tym rozwiązania projektowane w rewizji Dyrektywy OZE („RED II”) w ramach Pakietu na rzecz Czystej Energii dla Wszystkich Europejczyków (tzw. Pakiet Zimowy)³. Mając na uwadze powyższe czynniki, spodziewanym jest wzrost liczby PPM przyłączanych do KSE oraz wzrost ich udziału w pokrywaniu zapotrzebowania na moc w KSE, co doprowadzi do pogłębienia opisanych w dokumencie dla roku 2021 zjawisk i tym bardziej uzasadnia przyjęcie progów mocy maksymalnych na poziomach przedstawionych w niniejszej propozycji.

1. Prognoza zmiany współczynnika udziału PPM w pokryciu zapotrzebowania do roku 2021

Tabela nr 11 przedstawia wartość współczynnika udziału PPM w pokryciu minimalnego i maksymalnego zapotrzebowania na moc w KSE w latach 2017 i 2021.

Tabela nr 11. Współczynnik udziału PPM w pokryciu maksymalnego i minimalnego zapotrzebowania na moc w KSE w latach 2017 i 2021

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

Metodyka tworzenia powyższej tabeli:

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

Źródło: Dane wewnętrzne PSE S.A

³ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>



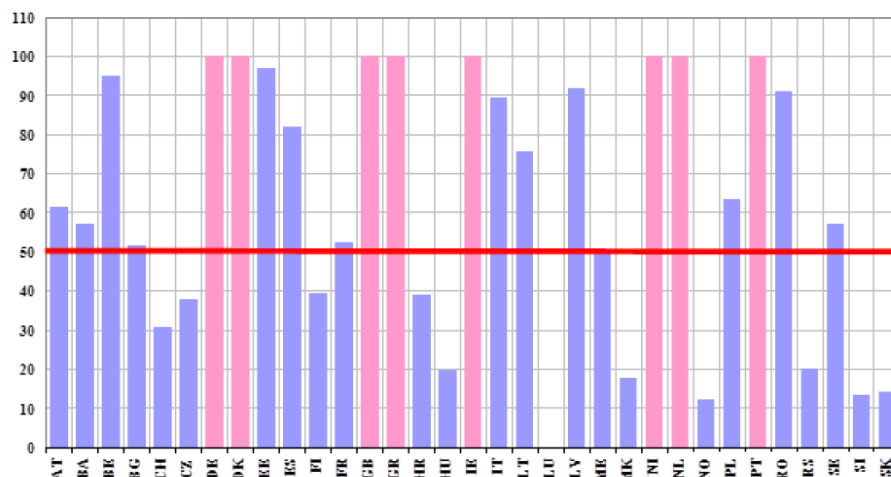
Rysunek nr 5. Współczynnik udziału PPM w pokryciu zapotrzebowania dla zapotrzebowania minimalnego i maksymalnego w latach 2017 oraz 2021 (prognoza)

Źródło: Opracowano na podstawie Tabela nr 11

Tabela nr 11 oraz Rysunek nr 5 wskazują, że współczynnik udziału generacji PPM w pokryciu zapotrzebowania na moc w KSE będzie się zwiększał. W skrajnych przypadkach w roku 2021 może on wynieść nawet 45% zapotrzebowania minimalnego na moc. Zmiana struktury pokrywania zapotrzebowania na moc będzie wymuszała zmianę sposobu prowadzenia ruchu przez operatora systemu elektroenergetycznego oraz konieczność odpowiedniego korzystania ze zdolności technicznych zarówno SYPGM, jak również PPM. Jak wskazano w Rozdziale IV największy wzrost liczby źródeł PPM i ich mocy nastąpi dla źródeł o mocy ≤ 1 MW, które w przypadku braku obniżenia wartości progu mocy maksymalnej byłyby kwalifikowane jako moduły typu A. Wymogi przewidziane przez NC RfG dla modułów typu A nie przewidują posiadania zdolność do wymiany informacji, rejestracji i monitorowania parametrów elektrycznych w tym danych niezbędnych do prognozowania generacji PPM, zdolność do kontroli mocy czynnej oraz inne zdolności określone w rozdziale VIII pkt. 3 które to właściwości są kluczowe dla zapewnienia **zwiększonej obserwowalności i sterowalności systemu** i tym samym możliwości zapewnienia bezpiecznej pracy KSE w sytuacjach wysokiego udziału źródeł PPM w pokrywaniu zapotrzebowania na moc w KSE.

2. Współczynnik udziału PPM w pokryciu zapotrzebowania na moc wyliczony w oparciu o dane ENTSO-E

Rysunek nr 6 przedstawia współczynnik udziału PPM w pokryciu zapotrzebowania na moc, wyliczony przez ENTSO-E na rok 2025 dla wszystkich OSP zrzeszonych w ENTSO-E, w tym PSE S.A.



Rysunek nr 6. Współczynnik udziału PPM w pokryciu zapotrzebowania wyliczony przez ENTSO-E na rok 2025

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

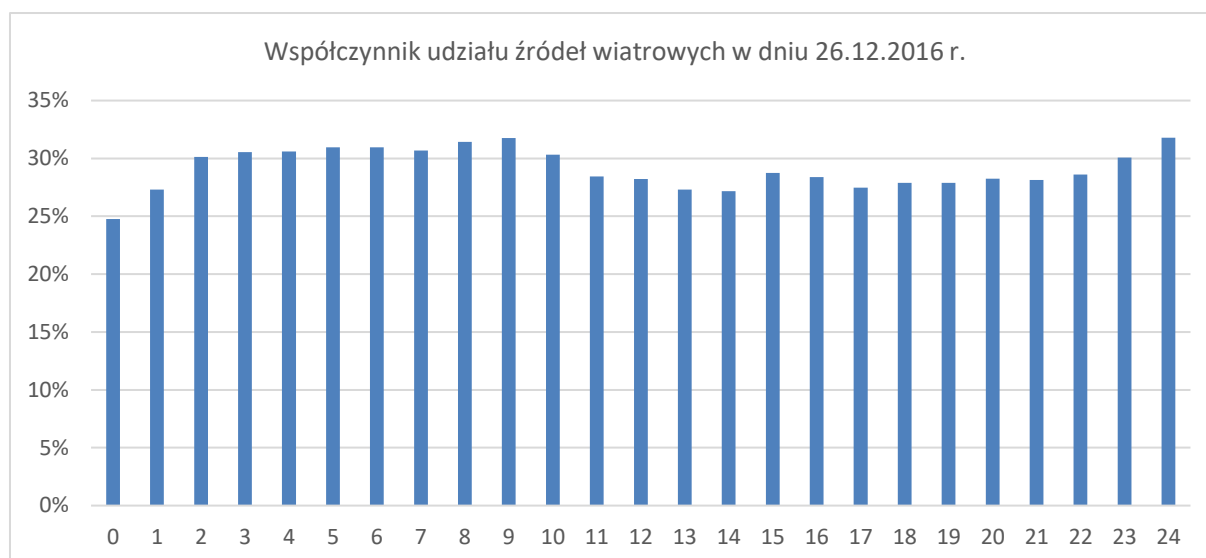
$$RLPI = \max(W_i + S_i) / L_i \text{ gdzie } i=1,2,3,\dots,8760$$

RLPI - RES Load Penetration Index (współczynnik procentowy udziału PPM w pokryciu zapotrzebowania), tj. największe procentowe pokrycie zapotrzebowania przez PPM, mierzone w godzinowym przedziale czasu, na przestrzeni roku,
 W_i – moc generowana przez farmy wiatrowe w godzinie,
 S_i – moc generowana przez instalacje fotowoltaiczne w godzinie,
 L_i – zapotrzebowanie w godzinie.

Rysunek nr 6 wskazuje, że Polska znajduje się w grupie krajów, w której współczynnik udziału PPM przekroczy w 2025 roku wartość 50%. Udział ten będzie więc znaczący, przez co PPM będą miały istotny wpływ na pracę KSE. Wzrost współczynnika udziału PPM w pokryciu zapotrzebowania będzie skutkował m.in.: zmniejszeniem inercji w KSE, obniżeniem mocy zwarciowej, zwiększeniem ryzyka wypadnięć PGM na skutek zakłóceń, mniejszą stabilnością częstotliwościową KSE. Z tego względu konieczne jest, aby PPM posiadały odpowiednie zdolności techniczne, które pozwolą na ich bezpieczną i stabilną współpracę z KSE oraz na zapewnienie odpowiedniego poziomu sterowalności KSE.

3. Współczynnik udziału PPM w pokryciu zapotrzebowania na moc w KSE w dniach 26.12.2016 r. i 28.10.2017 r.

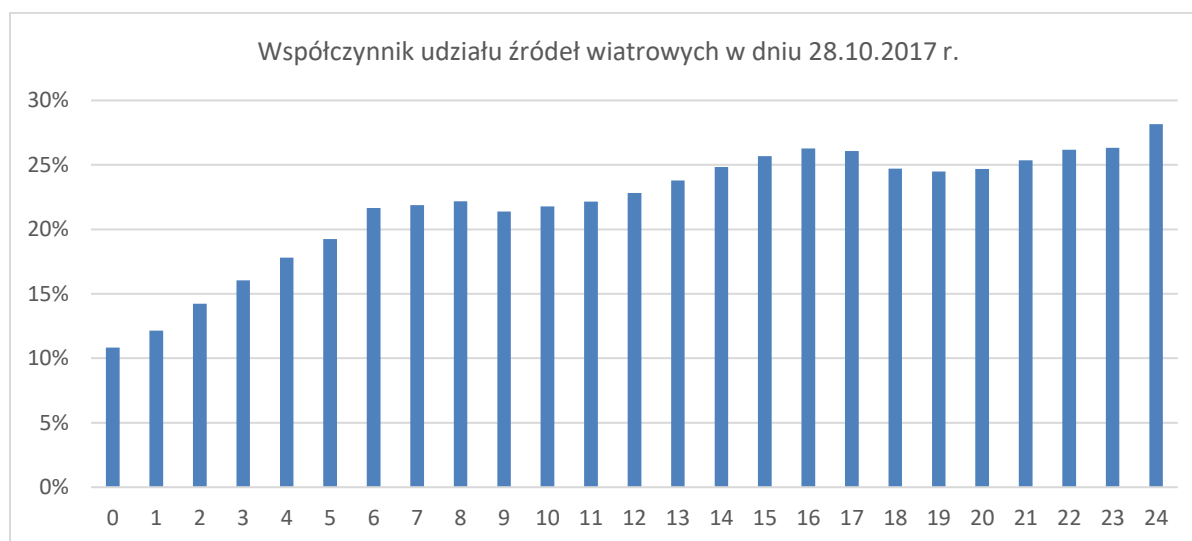
Rysunek nr 7 przedstawia współczynnik udziału PPM w pokryciu zapotrzebowania na moc w KSE w dniu 26.12.2016 r., w którym zapotrzebowanie systemu było niskie (13 GW ÷ 17 GW), przy jednoczesnej wysokiej generacji farm wiatrowych. Współczynnik udziału PPM w pokryciu zapotrzebowania utrzymywał się tego dnia na poziomie ok 30%.



Rysunek nr 7. Współczynnik udziału źródeł wiatrowych w pokryciu zapotrzebowania na moc w KSE w dniu 26.12.2016 r.

Źródło: Dane wewnętrzne PSE S.A

Rysunek nr 8 przedstawia współczynnik udziału PPM w KSE w dniu 28.10.2017 r., w którym zapotrzebowanie systemu było wysokie (17 GW ÷ 21 GW), przy jednoczesnej wysokiej generacji farm wiatrowych. Współczynnik udziału PPM w pokryciu zapotrzebowania utrzymywał się tego dnia na poziomie powyżej 20%.



Rysunek nr 8. Współczynnik udziału źródeł wiatrowych w pokryciu zapotrzebowania na moc w KSE w dniu 28.10.2017 r.

Źródło: Dane wewnętrzne PSE S.A

Wnioski:

Jak wskazano powyżej w perspektywie średnioterminowej, do 2025 r., spodziewana jest dalsza zmiana struktury wytwarzania w KSE. Powyższe dane wskazują, że Polska znajduje się

w grupie krajów, w której współczynnik udziału PPM przekroczy w 2025 roku wartość 50%. Udział ten będzie więc znaczący, przez co PPM będą miały istotny wpływ na pracę KSE.

Wzrost współczynnika udziału PPM w pokryciu zapotrzebowania będzie skutkował m.in.: zmniejszeniem inercji w KSE, obniżeniem mocy zwarciowej, zwiększeniem ryzyka wypadnięć PGM na skutek zakłóceń, mniejszą stabilnością częstotliwościową KSE (zmniejszona stabilność częstotliwościowa wskutek zmniejszonej inercji). Z tego względu konieczne jest, aby PPM posiadały odpowiednie zdolności techniczne takie jak: zdolność do przetrzymywania zwarć FRT, zdolność do generacji szybkiego prądu zwarciowego i szybkiej odbudowy mocy czynnej. Tym samym PPM przyłączone do sieci SN będą posiadały cechy maszyn synchronicznych, które pozwolą na ich bezpieczną i stabilną współpracę z KSE oraz na zapewnienie odpowiedniego poziomu sterowalności KSE.

Powyższe czynniki zostały uwzględnione przez OSP przy ustaleniu wielkości mocy maksymalnej dla modułów typu B w wysokości 0,2 MW. Dzięki określeniu takiej wartości progu mocy maksymalnej dla modułów typu B, nowo przyłączane moduły będą zobowiązane do posiadania ww. zdolności technicznych, co istotnie przyczyni się do zapewnienia zwiększonej obserwowalności systemu i tym samym możliwości zapewnienia bezpiecznej pracy KSE w sytuacjach wysokiego udziału źródeł PPM w pokrywaniu zapotrzebowania na moc w KSE.

VII. Uzasadnienie propozycji progów mocy maksymalnych ze względu na wielkość regulacyjnych rezerw mocy w systemie

1. Stan obecny

Obecnie regulacje pierwotna i wtórna pozyskiwane są przez OSP wyłącznie z modułów wytwarzania energii o statusie JWCD. Rezerwy mocy wykorzystywane dla potrzeb regulacji pozyskiwane są zgodnie z wymaganiami IRIESP zgodnie z którymi określone są wymagane zakresy regulacji dla poszczególnych JWCD. Poniżej przedstawione wymagane wielkości rezerw regulacyjnych wynikają z IRIESP, są wielkościami, które OSP pozyskuje od wytwórców i zakłada się, że będzie pozyskiwał w 2021 r.

W Tabeli nr 12 wielkości zakresów regulacji dostępnych dla OSP zostały wyznaczone na podstawie współczynnika odniesionego do mocy maksymalnej – na podstawie danych wewnętrznych PSE S.A. Współczynnik wyznaczono jako dostępne pasmo regulacji wtórnej odniesione do mocy modułów zapewniających tę regulację. Wyznaczone zakresy przedstawiono dla granicznych progów mocy maksymalnych wynikających z NC RfG (tj. 1 MW, 50 MW, 75 MW). Regulację wtórną dla PPM wyznaczono wyłącznie dla modułów typu D.

Tabela nr 12. Porównanie rezerw regulacji pierwotnej i wtórnej obecnie i planowanej na rok 2021.

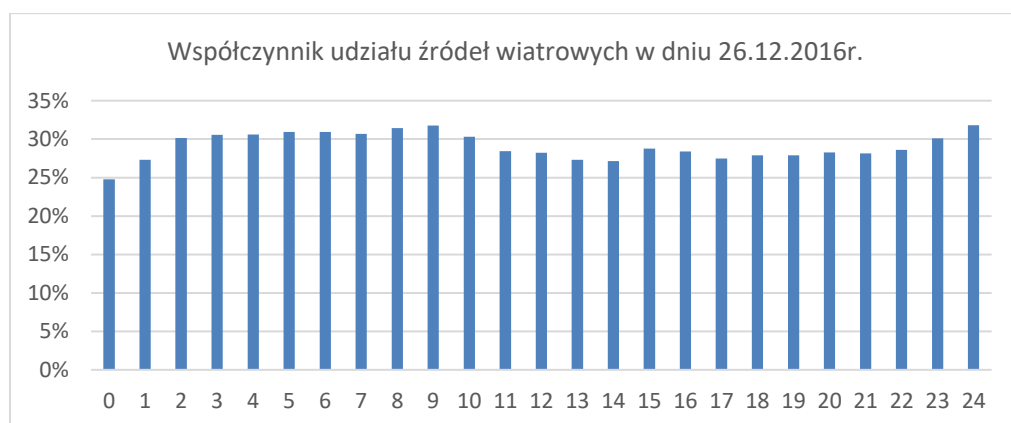
Rodzaj regulacji	Wymagane zakresy	Sierpień 2017		Prognoza na dzień 01.08.2021:		
		Zakresy regulacji dostępne dla OSP	Współczynnik pokrycia wymaganego zakresu	Zakresy regulacji dostępne dla OSP	Przyrost mocy regulacyjnej	Współczynnik pokrycia wymaganego zakresu
	± MW	± MW	[-]	± MW	± MW	[-]
Regulacja pierwotna (ang. FSM)	170	1.115	6,6	1.342	227	7,9
Regulacja wtórna (ang. aFRR)	560	1.147	2,0	1.380	233	2,5

Źródło: Dane wewnętrzne PSE S.A

Biorąc pod uwagę obecną i prognozowaną w horyzoncie krótkoterminowym strukturę generacji, po przyjęciu progu mocy maksymalnej dla PGM typu C na poziomie 10MW (moduły instalowane blisko GPZ po stronie 15kV), potencjalnemu zwiększeniu ulegnie dostępny dla OSP wolumen automatycznej rezerwy regulacji pierwotnej i wtórnej.

2. Analiza dostępności rezerw regulacji wtórnej w dniu 26.12.2016

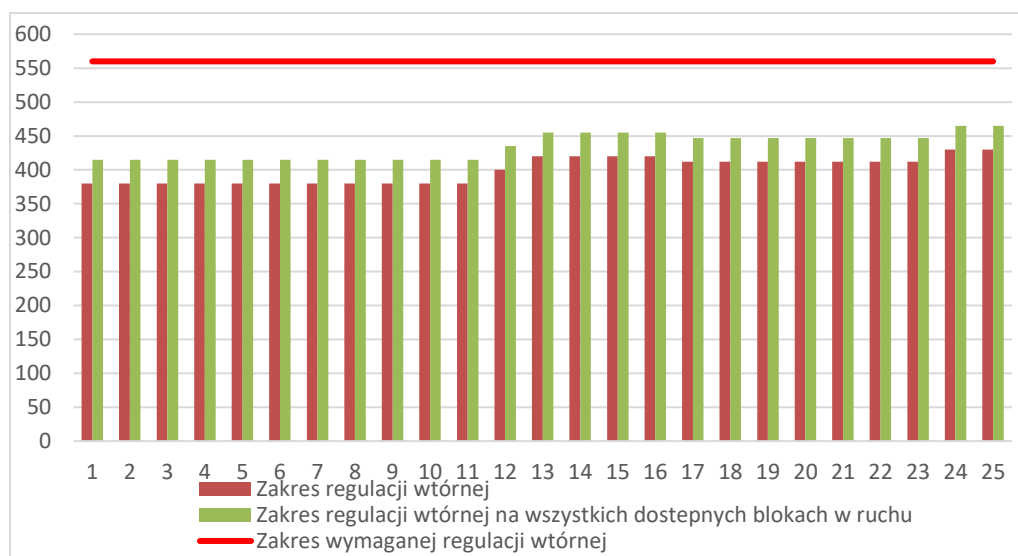
W dniu 26.12.2016 r. wystąpiły nietypowe warunki pracy KSE, w którym zapotrzebowanie systemu było niskie (13 GW ÷ 17 GW), przy jednoczesnej wysokiej generacji farm wiatrowych. Wynikały one ze struktury modułów wytwarzania energii pokrywających zapotrzebowanie na moc w tym dniu. Z łącznej liczby 94 modułów JWCD o mocy osiągalnej ok. 23,4 GW, w ruchu było jedynie 33-36 modułów o łącznej mocy osiągalnej ok. 8,1-9,1 GW. Stanowi to ok 35-38% łącznej mocy osiągalnej tych modułów. Jednocześnie utrzymywała się wysoka generacja farm wiatrowych. Współczynnik udziału PPM w pokryciu zapotrzebowania utrzymywał się tego dnia na poziomie ok 30%.



Rysunek nr 9. Współczynnik udziału źródeł wiatrowych w dniu 26.12.2016 r.

Źródło: Dane wewnętrzne PSE S.A

W opisanej powyżej sytuacji w KSE wymagany zakres automatycznej regulacji wtórnej określony na poziomie ± 560 MW w jednostkach JWCD ciepłych nie został dotrzymany. Z tego powodu dopełnieniem do automatycznej regulacji wtórnej była manualna regulacja wtórna. W ciągu całego dnia dostępny dla OSP zakres automatycznej regulacji wtórnej na JWCD ciepłych utrzymywał się w przedziale 380 - 430 MW. Zwiększenie wolumenu regulacji wtórnej nie było możliwe ze względu na ograniczenia występujące po stronie modułów wytwarzania energii (ubytki, wymuszony reżim pracy, niedostępności regulacji). Jednakże nawet w przypadku, gdyby nie było ograniczeń po stronie JWCD i byłoby możliwe załączenie regulacji na wszystkich blokach przystosowanych do regulacji wtórnej, uzyskano by wielkości odpowiednio 415-465 MW.



Rysunek nr 10. Zakresy regulacji wtórnej w KSE w dniu 26.12.2016 r.

Źródło: Dane wewnętrzne PSE S.A

3. Prognozowany stan na dzień 01.08.2021

W chwili obecnej nie zidentyfikowano przypadków, by dobór modułów stanowił systemowy problem i tym samym podtrzymano obecnie obowiązujące podejście do regulacji pierwotnej. W związku z faktem, że NC RfG nie ogranicza wymagań z zakresie regulacji pierwotnej (FSM) prognozuje się, że wielkość rezerw dla tej regulacji w warunkach pracy KSE synchronicznie z pozostałymi krajami Europy kontynentalnej nie będzie stanowiła problemu i nie będzie rozważana.

Na podstawie danych zawartych w Tabela nr 12 wynika, że analogiczna sytuacja występuje w przypadku regulacji wtórnej – ponad dwukrotnie większe posiadane rezerwy w stosunku do wymaganych. Bazując na dostępnych zakresach regulacji pozyskiwanej z jednostek ciepłych JWCD można prognozować, iż ilość rezerw dla tej regulacji będzie wystarczająca również w przyszłości. Jednakże istnieje ryzyko występowania okresów, w których zapewnienie wymaganych zakresów regulacji, bez wykorzystania środków do regulacji dostępnych poza JWCD ciepłymi będzie utrudnione lub nie będzie możliwe, w szczególności w okresach niskiego zapotrzebowania i wysokiej generacji wiatrowej (tj. sytuacji podobnych do tej, która wystąpiła w KSE w dniu 26.12.2016 r).

Sytuację tę dodatkowo będzie pogarszać zwiększenie generacji w źródłach wiatrowych i fotowoltaicznych, oraz zastąpienie przez te źródła generacji w dużych blokach kondensacyjnych.

Obecnie bloki kogeneracyjne są zwolnione ze świadczenia regulacji pierwotnej i wtórnej, a w przyszłości nowe moduły kogeneracyjne typu „C” nie będą posiadały takiej zdolności.

Rozpatrując wymagane zakresy regulacji po wdrożeniu NC RfG może okazać się, że przy obecnym podejściu do pozyskiwania regulacji wtórnej wyłącznie od modułów SY PGM

cieplnych dotrzymanie wymaganego zakresu na poziomie ± 560 MW nie będzie możliwe w każdej sytuacji. Dlatego przy prognozowanym wzroście generacji ze źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych konieczne będzie objęcie wymaganiami regulacyjnymi również tych modułów.

W odniesieniu do zidentyfikowanego ryzyka wystąpienia sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa pracy KSE, w których nie będzie możliwości zapewnienia wymaganego poziomu automatycznej regulacji wtórnej przez obecne jednostki JWCD, PSE S.A., uznają za celowe ustalenie progu mocy maksymalnej dla modułów typu „C” na poziomie 10 MW. Wynika to z faktu, iż moduły te zobowiązane będą do posiadania zdolności do świadczenia usług automatycznej regulacji pierwotnej i wtórnej, a tym samym w przypadku przyłączenia do sieci nowych modułów typu C o mocy większej lub równej 10 MW, niebędących JWCD, zwiększeniu ulegnie dostępny dla OSP wolumen automatycznej rezerwy pierwotnej i wtórnej.

VIII. Uzasadnienie propozycji progów mocy maksymalnych ze względu na zdolności techniczne wymagane przez NC RfG od poszczególnych typów PGM

Przyjęcie wartości progów mocy maksymalnych niższych niż graniczne wartości zgodnie z NC RfG, spowoduje przyporządkowanie części PGM do modułów wyższego typu. Przykładowo PGM o mocy maksymalnej wynoszącej 0,99 MW, w przypadku przyjęcia wielkości granicznych mocy maksymalnych wynikających z RfG doprowadzi do sklasyfikowania modułu jako PGM typu A. Natomiast w przypadku przyjęcia progu mocy maksymalnej dla modułów typu B w wysokości 0,2 MW, sklasyfikowany zostanie jako PGM typu B. W takim przypadku PGM ten będzie musiał spełniać wymagania techniczne dla wyższego typu (zgodnie z zasadą: $A < B < C < D$). Poniżej przedstawiono wpływ zmiany wartości poszczególnych progów mocy na wymagania techniczne, które będą musiały spełniać PGM.

1. Wpływ ustanowienia dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu D poniżej wartości granicznej, wynikającej z NC RfG.

Konsekwencją ustanowienia wartości dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu D poniżej poziomu granicznego, wynikającego z NC RfG (75 MW), byłaby zwiększona liczba PGM, od których wymagane byłoby posiadanie zdolności technicznych w zakresie m.in.:

- tłumienia oscylacji (PSS) przez SYPGM;
- zwiększone wymagania dla regulatora napięcia;
- zwiększone/ostrzejsze wymagania dla zdolności do utrzymania w pracy podczas zwarć w sieci;
- utrzymania się w pracy w zakresie szczegółowo określonych poziomów napięć.

Główna przesłanka do ustanowienia dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu D poniżej poziomu granicznego, wynikającego z NC RfG (75MW), to: zwiększenie liczby PGM odpornych na zakłócenia napięciowe oraz zwiększenie liczby PGM zdolnych do tłumienia oscylacji.

Ze względu na wystarczające zdolności istniejących PGM w powyższym zakresie, a także fakt, że wszystkie moduły przyłączane do punktu przyłączenia o napięciu nie mniejszym niż 110 kV będą kwalifikowane jako moduły typu D, proponowana przez PSE wartość progu mocy maksymalnej dla PGM typu D, jest równa granicznej wartości progu dla PGM typu D określonej w NC RfG, tj. 75 MW.

$$\begin{aligned} & \text{PGM typu D:} \\ & P_{max} \geq 75MW \\ & \text{lub } U_n \geq 110kV \end{aligned}$$

2. Wpływ ustanowienia dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu C poniżej wartości granicznej.

Konsekwencją ustanowienia wartości dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu C poniżej poziomu granicznego, wynikającego z NC RfG (50 MW), byłaby zwiększona liczba PGM, od których wymagane byłoby posiadanie zdolności technicznych w zakresie m.in.:

- trybu FSM;
- trybu LFSM-U;
- regulacji odbudowy częstotliwości (regulacja wtórna częstotliwości);
- inercji syntetycznej dla PPM (opcjonalne);
- tłumienia oscylacji mocy dla PPM (opcjonalne);
- automatycznej regulacji napięcia, mocy biernej i współczynnika mocy dla PPM;
- zwiększonej zdolności do kontroli generacji mocy czynnej tj. realizacji wartości zadanej mocy czynnej (nie tylko redukcji), zgodnie z poleceniami od OSD lub OSP;
- rejestracji zakłóceń;
- rozruchu autonomicznego (opcjonalne);
- pracy wyspowej (opcjonalne);
- pracy na potrzeby własne;

oraz dodatkowo OSP/OSD nabyłby prawa do m.in.:

- określania warunków do automatycznego odłączania od sieci (zabezpieczenia podnapięciowe);
- monitorowania działania zmiany mocy czynnej w ramach odpowiedzi częstotliwościowej;
- pozyskiwania informacji o zakresie modernizacji lub wymiany komponentów jednostki wytwórczej;
- pozyskiwania modeli symulacyjnych;
- określania dopuszczalnych gradientów zmiany mocy czynnej.

Należy zauważyć, że istniejące moduły typu C i D (w przeciwieństwie do istniejących modułów typu A i B), w przypadku istotnej modernizacji, wymagającej nowej umowy przyłączeniowej lub zmiany obowiązującej umowy przyłączeniowej, mogą zostać zobligowane do dostosowania swoich parametrów do wymogów wynikających z NC RfG.

Głównymi przesłankami do ustanowienia dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu C poniżej wartości granicznej, wynikającej z NC RfG, są: zwiększenie zasobów do regulacji mocy czynnej w ramach odpowiedzi częstotliwościowej w KSE oraz monitorowania i analizowania wpływu pracy PGM na KSE.

W związku z istotnym znaczeniem dla OSP i KSE posiadania wyżej opisanych zdolności przez jak największą liczbę modułów, w propozycji PSE S.A. wartość dolnego progu mocy maksymalnej dla modułów typu C została określona na poziomie 10MW.

$$\begin{aligned} & PGM \text{ typu C:} \\ & 10 \text{ MW} \leq P_{max} < 75 \text{ MW} \end{aligned}$$

3. Wpływ ustanowienia dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu B poniżej wartości granicznej.

Konsekwencją ustanowienia wartości dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu B poniżej poziomu granicznego, wynikającego z NC RfG (1 MW), byłaby zwiększona liczba PGM, od których wymagane byłoby posiadanie zdolności technicznych w zakresie m.in.:

- wymiany informacji/danych w czasie rzeczywistym z operatorem systemu;
- zwiększonej zdolności do kontroli generacji mocy czynnej tj. redukcja obciążenia (nie tylko zaprzestanie generacji), zgodnie z poleceniami od OSD lub OSP;
- zdolność do utrzymywania w pracy w trakcie zwarć w systemie;
- zdolność do generacji mocy biernej (opcjonalne);
- zdolność do zapewnienia zasilania szybkim prądem zwarciovym (opcjonalne);
- zdolność do zapewnienia pozakłóceniovego odtwarzania mocy czynnej.

Dodatkowe zalety wynikające z objęcia większej liczby PGM wymogami dla PGM typu B to poprawienie możliwości weryfikacji przez OSD spełnienia wymagań przez przyłączane źródło:

- stosowanie dokumentu PGMD w miejsce uproszczonego dokumentu instalacyjnego, przewidzianego dla modułów typu A;
- większa możliwość dostosowania mechanizmu weryfikacji spełnienia wymagań poprzez certyfikat do istniejącej praktyki i potrzeb;
- dopuszczone testy obiektowe (LFSM-O) i symulacje na modelach, które przewidziane są dla modułów typu B, C, D.

Głównymi przesłankami do ustanowienia dolnego progu dla PGM typu B poniżej wartości granicznej, wynikającej z NC RfG są: minimalizacja ryzyka wypadnięć generacji wskutek

zwarć w sieci (tj. konieczność przystosowania PPM do utrzymania w pracy w trakcie zwarć) kontrola napięcia podczas zwarcia oraz zwiększenie obserwowalności systemu (pozyskiwanie danych online z PGM).

W związku z istotnym znaczeniem dla operatorów posiadania wyżej opisanych zdolności przez jak najszersze grono podmiotów, mając także na uwadze uwarunkowania dotyczące pracy KSE opisane w powyższych punktach, w tym prognozowaną strukturę generacji w KSE i zwiększającą się liczbę i się udział PPM w pokrywaniu zapotrzebowania na moc w KSE, w propozycji PSE S.A. wartość dolnego progu mocy maksymalnej dla modułów typu B została określona na poziomie 0,2 MW.

PGM typu B:

$$0,2 \text{ MW} \leq P_{max} < 10 \text{ MW}$$

IX. Uzasadnienie propozycji progów mocy maksymalnych ze względu na istniejące wymagania dla PGM przyłączonych do sieci nn i SN

OSD zrzeszeni w PTPIREE, przyłączając do sieci dystrybucyjnej nawet małe instalacje⁴ (do 200 kW) i mikroinstalacje⁵ (do 40 kW), stawiają im następujące standardowe wymagania:

Tabela nr 13. Istniejące wymagania dla PGM przyłączonych do sieci nn i SN⁶

L.P.	Obecne wymagania OSD	Obecnie dotyczy	Typ wymagania z NC RfG	Potencjalne zmniejszenie wymagań w stosunku do stawianych obecnie analogicznym PGM w przypadku ustanowienia progu B w wartości granicznej tj. 1 MW
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 dla modułów typu A	Nie
2	Zakres częstotliwości 47,5 – 52 Hz	mikroinstalacji (40 kW) i małych instalacji (do 200 kW) przyłączonych do nn	Wymaganie dla modułów typu A	Nie
3	Zdolność do generacji mocy biernej $\cos \phi_i = 0,95$ i regulacji $\cos \phi_i$	mikroinstalacji (40 kW) i małych instalacji (do 200 kW) przyłączonych do nn	Wymaganie dla modułów typu B	TAK, od PGM o mocy maksymalnej poniżej 1 MW ta zdolność nie byłaby wymagana
4	Zdalna redukcja mocy, co 10 %	pow. 100 kW	Wymaganie dla modułów typu B	TAK, od PGM o mocy maksymalnej poniżej 1 MW ta zdolność nie byłaby wymagana
5	Zabezpieczenia nad- i podnapięciowe oraz nad- i podczęstotliwościowe	mikroinstalacji (40 kW) i małych instalacji (do 200 kW) przyłączonych do nn	Wymaganie dla modułów typu B	TAK, wymóg jest przewidziany w NC RfG dla PGM typu C i D
Dodatkowo na podstawie ankietyzacji:				
6	Wymiana danych online	Przyłączone do sieci nn (zależy od WP) i SN	Wymaganie dla modułów typu B	TAK, od PGM o mocy maksymalnej poniżej 1 MW ta zdolność nie byłaby wymagana
7	FRT	Przyłączone do sieci nn i SN	Wymaganie dla modułów typu B	TAK, od PGM o mocy maksymalnej poniżej 1 MW ta zdolność nie byłaby wymagana
8	Szybka odbudowa mocy czynnej po zwarcu	Nie	Wymaganie dla modułów typu B	NIE, brak obecnie takiego wymagania
9	Szybka generacja prądu zwarcowego	Nie	Wymaganie dla modułów typu B	NIE, brak obecnie takiego wymagania

⁴ W rozumieniu art. 2 pkt 18 Ustawy o OZE.

⁵ W rozumieniu art. 2 pkt 19 Ustawy o OZE.

⁶ Na podstawie dokumentu pt. *Kryteria przyłączania oraz wymagania techniczne dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej nn TAURON Dystrybucja S.A.* (https://www.tauron-dystrybucja.pl/-/media/offer-documents/dystrybucja/przylaczenie/przylaczenie-zrodla-wytworczego/kryteria_p_rzylaczania_oze_do_sieci_nn.ashx?la=pl-pl&hash=4D62BCC83234F23288E190E8C77F94A1E96D59C8).

Wnioski:

Ustanowienie dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu B na poziomie granicznym, wynikającym z NC RFG, tj. 1 MW, skutkowałoby brakiem możliwości stawiania nowo przyłączanym PGM typu A wymagań, stawianych obecnie przez OSD dla modułów o mocy 40 kW i większych. Ustalenie dolnego progu mocy maksymalnej dla modułów typu B na poziomie 200 kW pozwoli zatem na objęcie znaczącej liczby nowo przyłączanych PGM do sieci dystrybucyjnej wymogami stawianymi już obecnie przez OSD nowo przyłączonym PGM.

X. Uzasadnienie propozycji progów mocy maksymalnych ze względu na analizy pracy źródeł rozproszonych w aspekcie planowania warunków napięciowych w sieci rozdzielczej

W ramach pracy pt.: „*Optymalny dobór wartości progu mocy dla modułów wytwarzania energii typu B dla KSE*”, wykonanej na zlecenie PTPIREE przez Politechnikę Lubelską, przeanalizowano m.in. wpływ progu mocy maksymalnej dla modułów typu B na planowanie warunków napięciowych w sieci rozdzielczej. W tym celu przebadano różne stany pracy sieci z uwzględnieniem pracy generacji rozproszonej, prowadzono analizę dla trzech umownych stanów obciążeń – doliny obciążenia, obciążenia średniego (normalnego) i obciążenia szczytowego.

Na podstawie otrzymanych wyników sformułowane zostały następujące ogólne wnioski w odniesieniu do analizowanych zagadnień:

- wprowadzenie generacji rozproszonej do sieci w stanie dużych obciążeń może zdecydowanie poprawić jakość napięcia;
- wprowadzenie dużej generacji rozproszonej do sieci w stanach małych obciążeń bez stosowania dodatkowych zabiegów łagodzących skutki takiej generacji, grozi znacznym pogorszeniem warunków zasilania odbiorców polegającym na wystąpieniu przekroczeń napięciowych;
- regulacja mocy biernej w źródłach rozproszonych pozwala na poprawę jakości zasilania odbiorców oraz na zwiększenie zdolności sieci do przyjęcia mocy czynnej generowanej bez powodowania przekroczeń;
- regulacja mocy biernej w źródłach rozproszonych pozwala na poprawę jakości zasilania odbiorców oraz na zwiększenie zdolności sieci do przyjęcia mocy czynnej generowanej bez powodowania przekroczeń;
- regulacja napięcia na szynach transformatorów w zależności od stanu obciążenia sieci pozwala na poprawę jakości zasilania odbiorców oraz na zwiększenie zdolności pracy sieci;
- jednoczesna regulacja napięcia na szynach transformatorów 110kV/SN w zależności od stanu obciążenia sieci oraz regulacja mocy biernej w źródłach rozproszonych daje duże możliwości poprawy warunków zasilania odbiorców i zwiększenia zdolności sieci do przyjmowania mocy generowanej w źródłach rozproszonych bez powodowania przekroczeń napięciowych u odbiorców.

Na potrzeby przeprowadzonych badań przyjęto graniczną, (najwyższą dopuszczalną), wartość progu mocy maksymalnej dla PGM typu B, tj. 1 MW. Przy utrzymaniu progu mocy dla modułów typu B na takim właśnie poziomie, stworzenie lokalnego systemu regulacji napięcia (lokalnego w sensie obszaru zasilanego z sieci SN, zasilanej z danego GPZ, co w sensie geograficznym może przekładać się na obszar o powierzchni przekraczającej 100 km²), bazującego na połączonych zdolnościach regulacyjnych transformatora 110kV/SN, możliwościami zdalnego

wykorzystywania możliwości PGM w zakresie mocy biernej oraz, w szczególnych przypadkach, w zakresie mocy czynnej, nie znajdowałoby prawnego uzasadnienia w świetle zapisów NC RfG. Byłoby to jednakże uzasadnione, gdyby rozważane PGM były zobowiązane do spełniania wymogów odpowiednich dla PGM typu B.

W ramach ww. pracy Politechniki Lubelskiej przeanalizowano ponadto:

- aktualny stan polskich przepisów związanych z przyłączeniem PGM do sieci, szczególnie w zakresie sieci SN oraz nn;
- perspektywy rozwoju generacji rozproszonej w Polsce do 2021 r. w kontekście określenia progu mocy dla PGM typu B;
- uwarunkowania pracy sieci 110 kV, SN I nn wobec rozwoju generacji rozproszonej – stan ustalony, rozptywy mocy, poziomy napięcie;
- uwarunkowania pracy sieci SN I nn wobec rozwoju generacji rozproszonej – stany awaryjne sieci;
- wybrane zagadnienia techniczne związane z układami EAZ modułów generacji rozproszonej;
- przegląd koncepcji automatyki zabezpieczającej przed pracą wyspową układów z generacją rozproszoną.

Na podstawie przeprowadzonych analiz oraz na podstawie doniesień literaturowych krajów członków ENSTO-E Politechnika Lubelska rekomenduje przyjęcie progu mocy dla PGM typu B na poziomie 200 kW.

XI. Uzasadnienie propozycji progów mocy maksymalnych względem propozycji progów mocy maksymalnej w innych krajach wdrażających NC RfG

Tabela nr 14 przedstawia propozycje wartości progów mocy maksymalnej przedstawione przez wybranych OSP będących członkami ENTSO-E – stan na dzień 09.2017 r.

Zgodnie z poniższym zestawieniem większość OSP z krajów członkowskich, które opublikowały propozycje progów mocy maksymalnej, zaproponowało zmianę dolnych wartości progów mocy dla PGM typu B i C.

Tabela nr 14. Propozycje progów mocy maksymalnych w innych krajach (stan na dzień 09.2017 r.).

Kraj	Próg mocy B	Próg mocy C	Próg mocy 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 ⁷			
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

Źródło: ENTSO-E

⁷ Dla obszarów synchronicznych innych niż Europa kontynentalna, zgodnie z art. 5 ust. 2 NC RfG obowiązują następujące graniczne wartości progów mocy maksymalnych: Wielka Brytania: typ B – 1 MW, typ C – 50 MW, typ D – 75 MW; Irlandia i Irlandia Północna: typ B – 0,1 MW, typ C – 5 MW, typ D – 10 MW; obszar Nordycki: typ B – 1,5 MW, typ C – 10 MW, typ D – 30 MW; obszar Bałtycki – typ B – 0,5 MW, typ C – 10 MW, typ D – 15 MW.

W obszarze synchronicznym Europy kontynentalnej:

- liczba OSP ustanawiających dolny próg mocy maksymalnej dla PGM typu B poniżej wartości granicznej – 9;
- liczba OSP ustanawiających dolny próg mocy maksymalnej dla PGM typu C poniżej wartości granicznej – 12;
- liczba OSP ustanawiających dolny próg mocy maksymalnej dla PGM typu D poniżej wartości granicznej – 10;
- liczba wszystkich OSP, które zaproponowały ustanowienie dolnych wartości progów mocy maksymalnej poniżej wartości granicznych – 13.

Znaczna część OSP z obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej zaproponowała ustanowienie dolnego progu mocy dla PGM typu B na poziomie ok. 150-200 kW. W związku z tym w standardowo produkowanej wersji urządzenia o mocy 150 - 200 kW będą posiadać funkcje specyficzne dla PGM typu B ze względu na wymagania obowiązujące w innych krajach europejskich. Pozostawienie w KSE wartości progu dla PGM typu B na poziomie 1MW skutkowałoby ponadto obniżeniem wymogów technicznych stawianych źródłom o mocy poniżej 1 MW, i mogłoby doprowadzić do instalowania w KSE starych turbin wiatrowych i instalacji PV, niespełniających wymogów technicznych, stawianych obecnie przyłączanym do KSE modułom oraz wymogów właściwych dla modułów typu B, lub ewentualnie zdolności te mogłyby być blokowane przy dostawie/instalacji na rynek polski, ze względu na brak obowiązywania tego typu wymagań w naszym kraju.

XII. Podsumowanie

1. Prognozowana zmiana struktury wytwarzania i zwiększony udział PPM w pokryciu zapotrzebowania mogą wiązać się w horyzoncie 2025/2030r. z koniecznością przeniesienia regulacyjności z JWCD na inne moduły, w tym PPM. Dodatkowo, biorąc pod uwagę konieczność zwiększenia wymaganego poziomu utrzymanej rezerwy wtórnej w przyszłości, m.in. ze względu na planowane nowe przyłączenia do KSE dużych bloków cieplnych (w tym o mocy powyżej 1000 MW), zwiększa się ryzyko braku środków technicznych do zapewnienia w określonych warunkach pracy KSE (niskie zapotrzebowanie na moc, wysoki poziom generacji PPM), wymaganego poziomu regulacji wtórnej. Ustalenie dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu C na 10 MW w praktyce zwiększy skalę występowania w systemie modułów, które będą posiadały zdolność do automatycznej regulacji częstotliwości i mogłyby być wykorzystane dla minutowego bilansowania KSE, które obecnie bazuje na JWCD przyłączonych do sieci o napięciu 110 kV i wyższym. Ustanowienie progu mocy na poziomie wyższym skutkowałoby brakiem lub znikomym występowaniem PGM typu C w KSE, przez co zmniejszeniu uległyby ilość i moc modułów posiadających zdolności, o których mowa powyżej.
2. W okresie do 2021 r. w KSE przewidywany jest dynamiczny wzrost generacji energii elektrycznej pochodzącej z instalacji fotowoltaicznych (wzrost z obecnych ok. 240 MW do około 1150 MW), których moc znamionowa dla większości instalacji będzie wynosiła poniżej 1 MW. Ustalenie dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu B na poziomie 1 MW skutkowałoby m.in. utratą możliwości zobligowania dużej liczby źródeł PV do instalacji opomiarowania pozwalającego na przekazywanie danych pomiarowych w czasie rzeczywistym do operatorów, a w konsekwencji problemami z prognozowaniem ich pracy i ich bilansowaniem, przepływami nieplanowymi w sieci dystrybucyjnej oraz koniecznością utrzymywania zwiększonych rezerw mocy w KSE. Ustalenie wartości progu mocy maksymalnej dla PGM typu B w wysokości 0,2 MW skutkować będzie w kontekście przyłączeń PGM do KSE do roku 2021 ograniczeniem potencjalnie nieopomiarowanych PGM typu A do 18 MW z 533 MW - tyle bowiem wynosiłby wolumen mocy w przypadku, gdyby próg mocy maksymalnej dla modułów typu B został ustalony na poziomie wartości granicznej (tj. 1 MW).
3. W perspektywie średnioterminowej, do 2025 r., spodziewana jest dalsza zmiana struktury wytwarzania w KSE. Przewidywane jest dalsze zwiększenie udziału PPM w pokryciu zapotrzebowania na moc w KSE. PPM nie posiadają naturalnych cech maszyn synchronicznych bezpośrednio przyłączonych do sieci, co wpłynie negatywnie na parametry pracy systemu dystrybucyjnego - lokalny brak mocy zwarciorowej (ryzyko

nieprawidłowej pracy zabezpieczeń sieciowych), lokalne problemy napięciowe oraz pogorszenie parametrów całego KSE (zmniejszona stabilność częstotliwościowa wskutek zmniejszonej inercji). Aby zminimalizować negatywny wpływ działania PPM na KSE, należy zapewnić, by jak najwięcej PPM było przyłączonych do sieci SN i posiadało cechy maszyn synchronicznych. Zdolności te wymagane są od PPM typu B – należą do nich: zdolność do przetrzymywania zwarć FRT, generacji szybkiego prądu zwarciovego i szybkiej odbudowy mocy czynnej. Biorąc pod uwagę przewidywany do 2021 r. duży wzrost mocy instalacji fotowoltaicznych (rzędu 900 MW) w stosunku do stanu obecnego (ok. 240 MW), ustalenie wartości progu mocy maksymalnej dla PGM typu B w wysokości 0,2 MW, będzie szczególnie istotna dla sieci SN. Ustalenie progu mocy dla PGM typu B na proponowanym przez OSP poziomie zwiększy wolumen mocy z PGM posiadających ww. zidentyfikowane zdolności, niezbędne do zapewnienia bezpiecznej pracy systemu przy wzrastającym poziomie generacji z PPM.

4. Ustalenie dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu B na poziomie 0,2 MW w praktyce ograniczy występowanie PGM typu A wyłącznie do sieci nn, co lepiej odpowiada potrzebom i praktyce stosowanej obecnie przez OSD. PGM przyłączane do sieci SN będą modułami typu B.
5. Ustalenie dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu C na poziomie 10 MW w praktyce skutkować będzie przyłączaniem modułów typu C do stacji WN/SN na napięciu SN (a nie w głębi sieci SN), co w praktyce może ułatwić m.in.: udział tych źródeł w regulacji mocy i częstotliwości oraz zbieranie danych dla potrzeb monitorowania systemu.
6. Ustalenie dolnego progu mocy maksymalnej dla PGM typu B na poziomie 0,2 MW w praktyce znacznie umożliwi OSD kontynuację dotychczasowych praktyk w zakresie wymogów technicznych stawianych nowo przyłączanym modułom wytwarzania energii do sieci dystrybucyjnej o mocy poniżej 1 MW. Ustalenie tego progu na poziomie wartości granicznej wynikającej z NC RfG (tj. 1 MW) ograniczyłoby możliwości określania większości wymagań obecnie stawianych przez OSD nowym PGM o mocach znamionowych zawierających się w przedziale 0,2 MW – 1 MW m.in.: zdolności do generacji mocy biernej, wymiany danych w czasie rzeczywistym, zdolności do FRT, nastaw zabezpieczeń pod- i nad-napięciowych/częstotliwościowych. Ustalenie progu mocy maksymalnej dla PGM typu B na poziomie 0,2 MW jest szczególnie istotne z uwagi na fakt, że NC RfG nie wymaga określenia dla PGM typu A wymagań dotyczących nastaw zabezpieczeń pod- i nad-napięciowych/częstotliwościowych, a więc PGM typu A, objęte stosowaniem NC RfG, nie będą posiadać takich zdolności.

7. W celu określenia optymalnej wielkości progu mocy maksymalnej dla PGM typu B Politechnika Lubelska na zlecenie PTPIREE wykonała opracowanie pt. *„Optymalny dobór wartości progu mocy dla modułów wytwarzania energii typu B dla KSE”*. Autorzy opracowania, po przeprowadzonej analizie uwarunkowań pracy sieci nn i SN, rekomendują ustalenie progu mocy maksymalnej dla PGM typu B na poziomie 200 kW.
8. Znaczna część OSP z obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej proponuje ustalenie dolnego progu mocy dla PGM typu B na poziomie ok. 150-200 kW. W związku z powyższym w standardowej wersji PGM o mocy 150 - 200 kW produkowane na rynek europejski będą posiadać funkcje specyficzne dla PGM typu B ze względu na wymagania obowiązujące w innych krajach europejskich. Pozostawienie wartości progu dla PGM typu B na poziomie 1MW może skutkować instalowaniem w KSE starych turbin wiatrowych i instalacji PV, lub urządzeń, w których funkcje te mogą być blokowane przy dostawie/instalacji na rynek polski, ze względu na brak obowiązywania tego typu wymagań w naszym kraju (co byłoby niekorzystne dla pracy całego KSE).

Mając na uwadze argumenty i uzasadnienia przedstawione powyżej, PSE S.A. proponują ustalić wartości progów mocy maksymalnych dla modułów wytwarzania energii na poziomach wskazanych w rozdziale III niniejszego dokumentu.