

Polski Plan Wdrażania

(wersja zmieniona)

Spis treści

I.	Wprowadzenie	3
	Kontekst	3
	Ocena wystarczalności zasobów	3
II.	Rynek energii elektrycznej w Polsce.....	5
	Rynek mocy.....	5
	Rynek hurtowy	6
	Rynek bilansujący	7
	Rynek detaliczny	10
	Odpowiedź odbioru	11
	Generacja rozproszona	12
	Wymiana transgraniczna i planowana rozbudowa sieci.....	13
	Stosowanie ograniczeń alokacji	14
III.	Plan reform rynku energii elektrycznej	17
	Rynek bilansujący	18
	Odpowiedź odbioru (DSR).....	19
	Rynek detaliczny	19
	Planowana rozbudowa sieci i połączenia wzajemne	19
	Ograniczenia alokacji.....	20
	Rynek mocy.....	21
IV.	Konkluzje	21

I. Wprowadzenie

Kontekst

Zgodnie z art. 20 rozporządzenia (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, Państwa Członkowskie, w których stwierdzono problemy z wystarczalnością zasobów, opracowują i publikują plan wdrażania.

Polska jest Państwem Członkowskim, w którym stwierdzono problemy związane z wystarczalnością zasobów. W związku z tym **Polska opracowała Plan Wdrażania**.

Plan ten obejmuje identyfikację zakłóceń regulacyjnych i niedoskonałości rynku, rozważenie możliwości wprowadzenia usprawnień oraz przedstawia listę planowanych reform rynkowych.

Ocena wystarczalności zasobów

W ramach notyfikacji polskiego rynku mocy¹ władze polskie wykazały istnienie niedoskonałości rynku i skwantyfikowały problem z wystarczalnością zasobów w ramach szczegółowej analizy probabilistycznej przeprowadzonej przez polskiego OSP (PSE), której założenia i wyniki zostały zweryfikowane przez zewnętrznego konsultanta. Ocena ta porównuje prognozy wystarczalności podaży i popytu ze standardem niezawodności, który został wyrażony w postaci oczekiwanego czasu niepokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną (ang. *Loss of Load Expectation, LoLE*).

Ocena wystarczalności opiera się na danych, które PSE przedłożyły ENTSO-E w ramach średniookresowej prognozy wystarczalności (MAF) 2017.

Poza założeniami wykorzystanymi w MAF 2017, ocena wystarczalności opracowana przez PSE bada wrażliwość w odniesieniu do następujących przyjętych założeń dotyczących polskiego systemu elektroenergetycznego: założenie wyższego poziomu wycofania ciepłych mocy wytwórczych, zwiększenie zdolności importowych połączeń międzysystemowych z krajami sąsiednimi w stosunku do normalnego wzrostu zakładanego w MAF 2017 oraz zmniejszenie wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w stosunku do prognozy normalnego zapotrzebowania wykorzystanej w MAF 2017.

We wszystkich symulowanych scenariuszach pojawienie się niedoborów mocy było spodziewane w 2020 i 2025 roku. W scenariuszu bazowym PSE LoLE osiąga 176,4 i 101,7 godzin odpowiednio w 2020 i 2025 roku. W najmniej konserwatywnym scenariuszu, który odzwierciedla założenia MAF 2017, LoLE był nadal powyżej docelowego poziomu 3 godzin, z 14,2 godzinami w roku 2020 i 32,8 godzinami w roku 2025. Zewnętrzny konsultant obliczył również wolumen dyspozycyjnej mocy, która byłaby potrzebna jako dodatkowa moc w stosunku do mocy przyjętej w scenariuszu bazowym, aby

¹ Decyzja notyfikacyjna – SA.46100 (2017/N) – Polska – Planowany polski mechanizm wystarczalności mocy.

osiągnąć średni roczny standard LoLE wynoszący 3 godziny. Ta dodatkowa moc wytwórcza netto wynosi 2 750 MW w roku 2020 i 8 068 MW w roku 2025.

Ponadto PSE przeprowadziły również ocenę wystarczalności zasobów na rok 2030 (tj. poza okresem objętym założeniami MAF 2017). W najmniej konserwatywnym scenariuszu LoLE wyniosło 12,56 godziny, co jest również wyższą wartością niż cel 3 godziny. W pozostałych zamodelowanych scenariuszach wyniki LoLE były znacznie wyższe (do 1 165 godzin). Zewnętrzny konsultant potwierdził w tym względzie, że metodologia PSE była zgodna z analogicznymi badaniami wystarczalności zasobów prowadzonymi przez ENTSO-E.

Podsumowując, stwierdzony problem z wystarczalnością odzwierciedlał **brak dostępnych mocy wytwórczych** (z uwzględnieniem importu) do pokrycia zapotrzebowania. Biorąc pod uwagę skalę problemu wystarczalności, władze polskie uznały, że **konieczna jest interwencja w postaci wprowadzenia mechanizmu mocowego obejmującego cały rynek**.

Pomimo znacznych postępów w zakresie zniwelowania obaw dotyczących przyszłej wystarczalności mocy wytwórczych i bezpieczeństwa dostaw (wskazanych w ostatniej ocenie ENSTO-E – MAF 2019), ze względu na trwające reformy rynku i wdrażanie rynku mocy, rynek mocy jest niezbędny dla zapewnienia trwałej wystarczalności mocy wytwórczych w perspektywie długoterminowej.

II. Rynek energii elektrycznej w Polsce

Polska prowadzi aktywną politykę klimatyczną i energetyczną oraz podejmuje odpowiednie działania we wszystkich wymiarach Unii Energetycznej. Polski system energetyczny i jego plany rozwoju są określone w Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030, który został przedłożony Komisji Europejskiej pod koniec 2019 roku.

Władze polskie stale monitorują sytuację na polskim rynku energii elektrycznej. Wszelkie przypadki potencjalnych zakłóceń regulacyjnych lub nieprawidłowości w funkcjonowaniu rynku zostaną zidentyfikowane, monitorowane, a następnie rozwiązane.

Rynek mocy

Polska wprowadziła rynek mocy, który obejmuje cały rynek, jest neutralny technologicznie i oparty o aukcje mocy. Mechanizm ten został zatwierdzony decyzją KE „*Pomoc państwa nr SA.46100 (2017/N) – Polska – planowany polski mechanizm zdolności wytwórczych*”. Pierwszym rokiem dostaw jest rok 2021.

Rynek mocy składa się z rynku pierwotnego i wtórnego. Rynek pierwotny składa się z:

- aukcji głównej dla danego roku dostaw n przeprowadzonej w ciągu ostatnich dwóch miesięcy roku $n-5$;
- aukcji dodatkowej na dany rok dostaw n , składającej się z czterech jednoczesnych aukcji (każda na odrębny kwartał roku dostaw) przeprowadzonych w I kwartale roku $n-1$.

Rynek pierwotny mocy zostanie uzupełniony o rynek wtórny, który umożliwi obrót wtórny oraz realokację po zakończeniu rynku pierwotnego.

Aukcje mocy dla jednostek zlokalizowanych w Polsce poprzedzone są dwuetapowym procesem certyfikacji, w skład którego wchodzi:

- certyfikacja ogólna
oraz
- certyfikacja do aukcji głównej i aukcji dodatkowych (zwana dalej „certyfikacją główną”).

Polski rynek mocy jest otwarty dla wszystkich technologii wytwarzania energii elektrycznej, w tym DSR i magazynów energii. Magazyn energii traktowany jest jako jednostka wytwórcza, a więc może uczestniczyć w rynku mocy jako fizyczna jednostka wytwórcza lub część jednostki DSR (część instalacji odbiorcy końcowego).

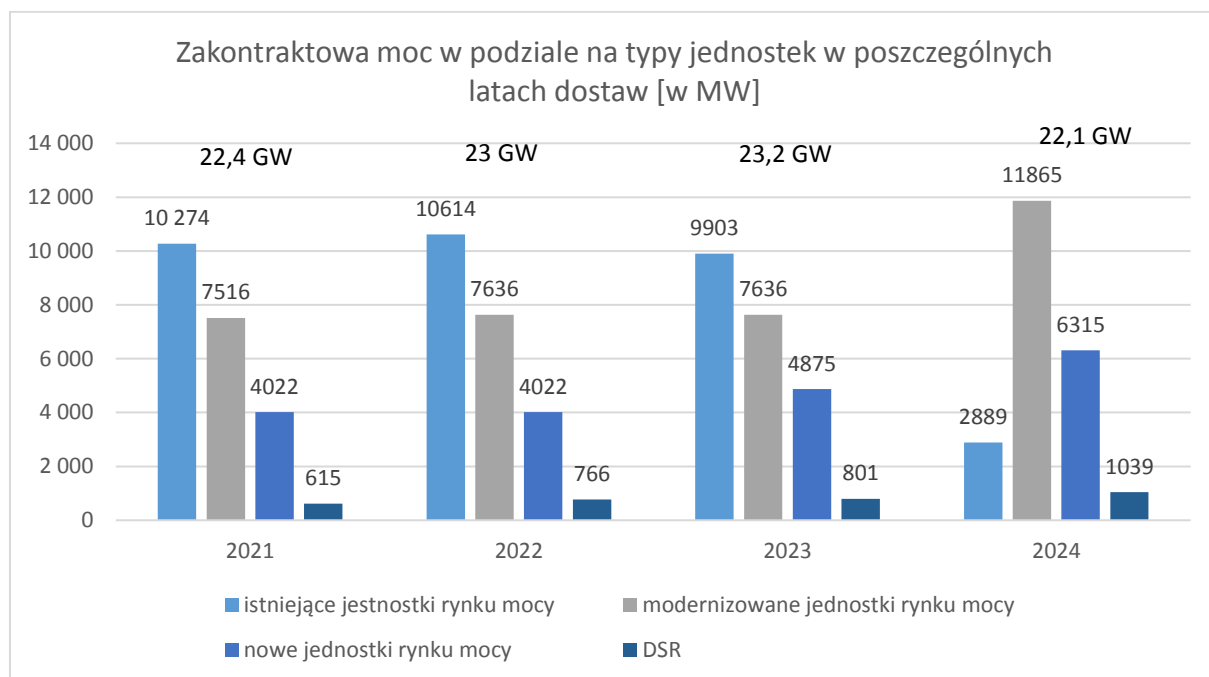
Rynek mocy jest otwarty dla zagranicznych mocy wytwórczych z sąsiednich krajów UE, których systemy elektroenergetyczne są połączone z polskim systemem elektroenergetycznym, w następujący sposób:

- jako „rozwiązanie docelowe” – oparte na bezpośrednim uczestnictwie jednostki fizycznej – możliwe dla zagranicznej jednostki fizycznej po uzgodnieniu przez PSE (polski OSP) z odpowiednim sąsiednim OSP (lub odpowiednimi OSP w przypadku profilu synchronicznego) zasad współpracy, w tym zasad certyfikacji jednostek, testowania dyspozycyjności, wynagradzania itp.

- jako „rozwiązanie pomostowe” – oparte na udziale połączenia międzysystemowego – przed wdrożeniem rozwiązania docelowego.

Szczegółowy opis udziału zagranicznych zdolności wytwórczych zawarty jest w decyzji KE (*pomoc państwa nr SA.46100 (2017/N)*, pkt 2.5).

Przeprowadzono już cztery aukcje główne rynku mocy. Łączna moc, w podziale na rodzaj jednostki rynku mocy, zakontraktowana na wszystkich aukcjach głównych na okresy dostaw 2021 – 2024 została przedstawiona na poniższym wykresie słupkowym.



Źródło: Ministerstwo Klimatu

Polski mechanizm mocy wytwórczych został zatwierdzony na okres 10 lat z obowiązkiem regularnej oceny potrzeby jego utrzymania, jak również z obowiązkiem dostosowania go do przepisów Rozporządzenia (UE) 2019/943 zawartych w art. 22 ust. 5.

Rynek hurtowy

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2018 r. był nieco niższy w porównaniu z rokiem poprzednim i wyniósł 165 214 GWh (spadek o 0,38% w porównaniu z 2017 r.). Jednocześnie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 170 932 GWh i wzrosło o ponad 1,66% w stosunku do 2017 r. W 2018 r. tempo wzrostu krajowego zużycia energii elektrycznej było niższe od tempa wzrostu PKB, które według wstępnych szacunków GUS wynosiło 5,1%. W 2018 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii udział importu stanowił 7,7% całkowitego przychodu, natomiast udział eksportu stanowił 4,5% rozchodu energii elektrycznej. W stosunku do 2017 r. oba te parametry spadły odpowiednio o 0,3 punktu procentowego i 2,1 punktu procentowego. Struktura produkcji energii elektrycznej nie zmieniła się znacząco w stosunku do 2017 r. Zdecydowana większość produkcji nadal opiera się na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym i brunatnym. Jednocześnie liderem

wytwarzania w segmencie OZE pozostała produkcja z wiatru. W 2018 r. moc zainstalowana w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) wyniosła 45 939 MW, a moc osiągalna 45 650 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 5,8% i 5,4% w stosunku do 2017 r. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 23 322,7 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 447,6 MW, co oznacza wzrost odpowiednio o: 1,5% i 0,8% w stosunku do 2017 r.²

Polska podejmuje działania mające na celu zapewnienie przejrzystości i jakości kształtowania cen na rynku giełdowym. Zgodnie z przyjętymi w 2018 r. regulacjami prawnymi, obowiązek sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców na giełdzie został zwiększony z 30% do 100% w 2019 r.

Zgodnie z obowiązującymi obecnie przepisami Towarowej Giełdy Energii S.A. (tj. „Szczegółowymi zasadami obrotu i rozliczeń dla energii elektrycznej sprzedawanej na Rynku Dnia Następnego” zatwierdzonymi Uchwałą Zarządu nr 161/32/19 z dnia 18 czerwca 2019 r. obowiązującymi od dnia 28 czerwca 2019 r. oraz „Szczegółowymi zasadami obrotu i rozliczeń dla energii elektrycznej sprzedawanej na Rynku Dnia Bieżącego” zatwierdzonymi Uchwałą Zarządu nr 278/59/19 z dnia 8 listopada 2019 r., obowiązującymi od dnia 19 listopada 2019 r.), **nie istnieją inne formalne lub nieformalne limity cenowe** niż te, które zostały wprowadzone na mocy art. 41 ust. 1 i art. 54 ust. 1 rozporządzenia 2015/1222 (CACM).

Tym samym, w przypadku rynku dnia następnego cena minimalna wynosi równowartość -500 EUR/MWh, a cena maksymalna +3 000 EUR/MWh. W przypadku rynku dnia bieżącego cena minimalna wynosi równowartość -9 999 EUR/MWh, a maksymalna równowartość +9 999 EUR/MWh.

Rynek bilansujący

Na koniec 2018 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 127 podmiotów, w tym 22 wytwórców, 9 odbiorców końcowych, 8 odbiorców sieciowych, 81 przedsiębiorstw obrotu, giełda energii, 5 OSD i PSE jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 46 operatorów rynku i dotyczyły 352 jednostek grafikowych. W 2018 r. łączny wolumen energii bilansującej nieplanowanej odebranej z rynku bilansującego wyniósł 6,22 TWh, i był mniejszy o około 8% w porównaniu do roku poprzedniego. Stanowił to również około 4% krajowego zużycia energii elektrycznej brutto. W 2018 r. łączny wolumen energii bilansującej nieplanowanej dostarczonej na rynek bilansujący wyniósł 9,51 TWh i był większy o 3,29 TWh od łącznego wolumenu energii elektrycznej odebranej z tego rynku.

Polski OSP – PSE opracowuje obecnie kompleksową **reformę polskiego rynku bilansującego („reforma RB”)**, która obejmuje m.in. efektywne kosztowo i oparte na zasadach rynkowych **zakupy mocy bilansującej**. Konsultacje publiczne nowego modelu rynku bilansującego rozpoczęły się w listopadzie 2019 r. Biorąc pod uwagę wymogi regulacyjne wynikające z nowych przepisów europejskich i poprzednich zobowiązań w zakresie reform rynku w Polsce, planowany termin wdrożenia reformy rynku bilansującego zaplanowano na początek 2021 r.

² Raport Krajowy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki – 2019.

Uwzględniając obawy wyrażane przez polskich uczestników rynku dotyczące ich niemożności dotrzymania ambitnego harmonogramu projektu reformy RB w związku z obecną sytuacją pandemii COVID-19 oraz uwzględniając kumulację ważnych projektów rynkowych, których zakończenie jest planowane w najbliższych miesiącach, a zatem rosnące ryzyko związane ze współzależnymi opóźnieniami, plan wdrożenia reformy RB w Polsce zostanie podzielony na etapy i przedłużony do końca 2021 r. Podział reformy RB na etapy, przedstawione poniżej, został określony na podstawie oceny możliwości wykonania poszczególnych prac przez PSE i uczestników rynku, dążąc jednocześnie do maksymalizacji zakresu wypełnienia regulacji prawnych i zobowiązań Polski wynikających z procesu notyfikacji polskiego rynku mocy, a także do maksymalizacji poprawy jakości mechanizmów rynku bilansującego, w tym sygnałów rynkowych generowanych przez rynek bilansujący:

Etap I – 2021 r.

Celem tego etapu jest maksymalne możliwe spełnienie wszystkich istotnych wymogów prawnych i regulacyjnych przy uwzględnieniu obecnych ograniczeń zewnętrznych, w tym między innymi:

- Umożliwienie aktywnego udziału strony popytowej (DSR) w rynku bilansującym;
- Umożliwienie aktywnego udziału jednostkom wytwórczym niepodlegającym centralnemu dysponowaniu w rynku bilansującym (tzw. jednostki nJWCD);
- Umożliwienie aktywnego udziału magazynów energii w rynku bilansującym;
- Umożliwienie aktualizacji ofert Zintegrowanego Procesu Planowania w maksymalnym możliwym zakresie do czasu zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego, z założeniem monitorowania uczestników rynku pod kątem potencjalnych nadużyć na rynku (wykorzystania siły rynkowej);
- Rezygnacja z następujących usług:
 - Interwencyjna Rezerwa Zimna - IRZ;
 - Operacyjna Rezerwa Mocy - ORM;
 - Gwarantowany Program Interwencyjny DSR - Gwarantowany IP DSR;
 - Praca Interwencyjna - PI
- Zmiana konwencji znaków na rynku bilansującym, dostosowanie polskiej konwencji znaków do wymagań rozporządzenia 2017/2195 (EBGL);
- Zmiana zasad ustalania cen niezbilansowania i rozliczeń w celu poprawy zachęt do bycia zbilansowanym poprzez ograniczenie możliwości arbitrażu między rynkiem hurtowym, a rynkiem bilansującym;
- Poprawa zasad wyceny i rozliczeń w zakresie zarządzania ograniczeniami (redysponowanie).

Wszystkie zmiany zawarte są w etapie I – 2021 r., i będą obowiązywać od 1.01.2021 r.

Etap II – 2022 r.

Celem tego etapu jest spełnienie wszystkich pozostałych adekwatnych wymogów prawnych i regulacyjnych, wprowadzenie zmian wspierających te wymagania oraz poprawa jakości mechanizmu rynku bilansującego, przewidzianych w planie reformy RB, w tym między innymi:

- Wdrożenie mechanizmu wyceny niedoboru mocy w celu zapewnienia zachęt do krótkoterminowej elastyczności i wysyłania odpowiednich sygnałów cenowych dla dostawców energii bilansującej;

- Wdrożenie nabywania mocy bilansującej odrębnie dla regulacji w górę i w dół, zgodnie z wymogami rozporządzenia 2019/943 i EBGL;
- Wdrożenie zmian w zasadach i procesach rynku bilansującego umożliwiających rozpoczęcie wdrażania europejskich platform energii bilansującej;
- Wdrożenie zaktualizowanych reguł planowania i rozliczeń dla dostawców usług bilansujących w celu zwiększenia efektywności działania nowych zasad rynku bilansującego;

Wszystkie zmiany zawarte w etapie II – 2022 r., i będą obowiązywać od 1.01.2022 r.

Ceny energii na rynku bilansującym oparte są na mechanizmie cen krańcowych, o którym mowa w art. 30 ust. 1 lit. a) EBGL. Takie podejście zostanie utrzymane w ramach reformy RB przy uwzględnieniu niezbędnych modyfikacji wynikających z przystąpienia w przyszłości do europejskich platform bilansowania. Obecnie Polska stosuje limity cenowe na rynku bilansującym nie niższe niż limity cenowe na rynku dnia bieżącego. Limity te zostaną dostosowane do limitów technicznych określonych zgodnie z art. 30 ust. 2 EBGL. Nastąpi to w ramach przyłączenia się Polski do europejskiej platformy bilansowania wymiany energii bilansującej zgodnie z zatwierdzoną metodyką opracowaną zgodnie z art. 30 ust. 1 EBGL.

Zgodnie z artykułem 16 (e) decyzji KE „*Pomoc państwa nr SA.46100 (2017/N) – Polska – planowany polski mechanizm zdolności wytwórczych*”, do 1 stycznia 2021 roku Polska powinna wdrożyć **administracyjny mechanizm wyceny niedoboru mocy**, o którym mowa w art. 44 ust. 3 EBGL. Koncepcja mechanizmu wyceny niedoboru mocy, która jest planowana do wdrożenia w Polsce, została opisana w dokumencie przedstawiającym reformę RB przekazany do konsultacji w listopadzie 2019 r.

Przewidywany mechanizm wyceny niedoboru mocy opisany w dokumencie dot. reformy RB będzie wyznaczał dodatek cenowy do cen energii na rynku bilansującym zmieniający się w funkcji wielkości rezerwy operacyjnej w polskim systemie. Dodatek cenowy zostanie uwzględniony przy wyznaczaniu cen energii bilansującej oraz cen niezbilansowania. Proponowany sposób wyznaczania dodatku cenowego jest oparty na wartości niedostarczonej energii (VoLL) oraz prawdopodobieństwie niedostarczenia energii elektrycznej (LoLP), przy uwzględnieniu, że w przypadku wyczerpania rezerw (tj. gdy nie ma już dostępnych rezerw, które mogą być aktywowane przez OSP) ceny rozliczenia niezbilansowania nie będą niższe niż cena maksymalna ustalona zgodnie z art. 54 ust. 1 rozporządzenia 2015/1222.

Implementacja mechanizmu wyceny niedoboru mocy została przewidziana w etapie II– 2022 r. reformy RB. Poprawne funkcjonowanie mechanizmu wyceny niedoboru mocy jest wprost związane z innymi planowanymi zmianami, które zostaną wdrożone w ramach etapu II – 2022 r., stąd ich implementacja musi być zbieżna. Dotyczy to przede wszystkim wdrożenia zmian w procesie grafikowania i rynkowych zasad zakupu mocy bilansujących. Bez tych elementów mechanizm ustalania cen niedoboru mocy nie będzie odpowiednio odzwierciedlał równowagi podaży i popytu na rynku energii elektrycznej. W takich warunkach, mechanizm będzie generować błędne sygnały cenowe, które mogą być bardzo silne. W szczególności uczestnicy rynku będą narażeni na wysokie ceny wynikające z mechanizmu wyceny niedoboru mocy, np. w przypadku awarii, bez możliwości zabezpieczenia się poprzez utrzymanie odpowiedniej wielkości szybkich rezerw.

PSE jest członkiem formalnym i aktywnym uczestnikiem w projektach rozwoju europejskich platform bilansujących, których celem jest umożliwienie międzystrefowej wymiany energii bilansującej zgodnie

z wytycznymi EBGL (projekty: MARI, PICASSO i TERRE). W przypadku projektów MARI i PICASSO Polska zamierza przyłączyć się do platform od dnia, kiedy te platformy zaczną funkcjonować. Zaś w przypadku projektu TERRE Polska zamierza przyłączyć się do platformy nie później niż od 15.01.2022 r.

Polska uważnie śledzi regionalne inicjatywy OSP dotyczące wspólnego pozyskiwania zasobów na potrzeby rezerwy utrzymania częstotliwości (FCR – *frequency containment reserve*). Do tej pory Polska nie miała problemów z dostępem do usługi FCR. Zgodnie z prawem, w Polsce istnieje wymóg, aby usługa ta była oferowana przez wszystkie centralnie dysponowane jednostki wytwórcze. Wymagany wolumen FCR jest dość niski, a odpowiadający jemu koszt jest umiarkowany. Dlatego też inne projekty mają wyższy priorytet, ponieważ z ich wdrożenia spodziewane są większe korzyści dla uczestników rynku i bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. Obecnie Polska nie planuje przyłączyć się do regionalnych inicjatyw na rzecz pozyskiwania zasobów dla FCR.

Rynek detaliczny

W 2018 r., podobnie jak w latach poprzednich, na rynku energii elektrycznej działało pięciu dużych OSD, których sieci są bezpośrednio przyłączone do systemu przesyłowego i którzy są zobowiązani do oddzielenia działalności dystrybucyjnej prowadzonej przez operatora systemu od innych rodzajów działalności niezwiązanych z dystrybucją energii elektrycznej (*unbundling*). Ponadto w 2018 r. istniało 171 przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo wyznaczonych jako OSD, które nie podlegają obowiązkowi rozdzielania. W 2018 r. istniało pięciu sprzedawców z urzędu (spółek obrotu) oraz, w zależności od obszaru pięciu „dużych” operatorów systemu dystrybucyjnego, od 123 do 169 alternatywnych spółek obrotu prowadzących działalność w zakresie dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, w tym gospodarstw domowych. Na rynku energii elektrycznej działało również 171 dostawców w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo z OSD³.

W Polsce odbiorcy końcowi korzystają z cen rynkowych i mogą otrzymywać oferty powiązane, dostosowane do indywidualnych potrzeb klientów. Ceny regulowane obowiązują tylko dla następujących odbiorców końcowych:

- którzy nie zdecydowali się na zmianę sprzedawcy,
- których zapotrzebowanie jest stosunkowo niskie,
- którzy są przyłączeni do sieci niskiego napięcia, oraz
- którzy są zaopatrywani przez czterech dostawców z urzędu.

Ceny regulowane są wyznaczane przez dostawców na podstawie kosztów uzasadnionych. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE) weryfikuje ich sposób wyliczenia i zatwierdza ceny regulowane w formie taryf. Udział zużycia energii przez odbiorców korzystających z cen regulowanych w całkowitym zużyciu energii elektrycznej wynosi ok. 14,5%.

Wszyscy konsumenci, również ci, którzy mają prawo do korzystania z cen regulowanych, mogą wybierać oferty z cenami nieregulowanymi (rynkowymi) – i robią to, decydując się na zmianę

³ Krajowy Raport Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki – 2019 (streszczenie).

sprzedawcy lub ubiegając się o umowę z produktami powiązаныmi. Zapewnia to skuteczną konkurencję cenową między dostawcami.

Obecnie nie ma decyzji dotyczących deregulacji cen dla gospodarstw domowych. Środki i harmonogram dla tego działania zostaną podjęte w ramach procesu wdrażania Dyrektywy (UE) 2019/944.

Wdrażając Dyrektywę (UE) 2019/944, Polska dostosuje prawo krajowe w zakresie regulacji cen dla gospodarstw domowych i ochrony odbiorców wrażliwych zgodnie z odpowiednimi przepisami, wszędzie tam gdzie będzie to konieczne. W odniesieniu do odbiorców najbardziej wrażliwych, np. dotkniętych ubóstwem energetycznym, Polska oceni liczbę tych odbiorców i wdroży odpowiednie środki zgodnie z art. 5 ust. 5 dyrektywy w sprawie energii elektrycznej (UE) 2019/944 oraz odpowiednimi przepisami rozporządzenia (UE) 2018/1999.

Odpowiedź odbioru

Wszystkie rodzaje jednostek odpowiedzi odbioru (DSR) są uprawnione do uczestnictwa w hurtowych rynkach energii elektrycznej, w tym w rynkach dnia następnego i dnia bieżącego. Jednostki DSR mogą również uczestniczyć w rynku bilansującym i świadczyć usługi bilansowania. Odbywa się to poprzez składanie ofert na energię bilansującą na polskim rynku bilansującym, gdzie oferty te mogą wpływać na kształtowanie się ceny bilansowania. Jednostki DSR zainteresowane uczestnictwem w rynku bilansującym muszą być uprzednio certyfikowane. Po przyjęciu oferty bilansującej od strony popytowej przez polskiego OSP, uczestnik rynku, który złożył tę ofertę, wypełnia obowiązek jej dostarczenia, co oznacza konieczność zmniejszenia zużycia zgodnie z tą ofertą.

Dalszy rozwój w zakresie poprawy możliwości uczestnictwa jednostek DSR we wszystkich rynkach, jak również szczegółowe zasady dotyczące agregacji poprzez niezależnego agregatora, możliwość wprowadzenia mechanizmów rekompensaty finansowej dla jednostek DSR (np. zgodnie z art. 17 ust. 4 Dyrektywy (UE) 2019/944) będą przedmiotem stosownych analiz i zostaną zaimplementowane w ramach prac wdrożeniowych wszędzie tam gdzie będzie to potrzebne.

Jednostki DSR mogą również uczestniczyć w rynku mocy. Jednostki rynku mocy DSR uczestniczyły i zawierały umowy we wszystkich poprzednich aukcjach głównych. Poniższa tabela przedstawia zestawienie umów zawartych przez te jednostki na poszczególnych aukcjach mocy. Zarówno liczba umów jak i moc zakontraktowana przez jednostki DSR z aukcji na aukcję rosła.

Tabela 1. Aukcje rynku mocy – wyniki dla DSR

Aukcja	Liczba umów mocowych zawartych przez jednostki DSR	Zobowiązania mocowe wynikające z umów mocowych zawartych przez jednostki DSR (MW)
Aukcja główna na rok dostaw 2021	18	614.60
Aukcja główna na rok dostaw 2022	21	761.00
Aukcja główna na rok dostaw 2023	22	791.00

Aukcja główna na rok dostaw 2024	29	1029.00
----------------------------------	----	---------

Zródło: Ministerstwo Klimatu

Generacja rozproszona

Polska znowelizowała ustawę o odnawialnych źródłach energii⁴ w celu wyeliminowania zidentyfikowanych zakłóceń regulacyjnych.

Rozszerzono zakres definicji prosumenta. Obecnie nie tylko konsumenci, ale również inni odbiorcy końcowi mogą być traktowani jako prosumenci, pod warunkiem, że produkcja energii elektrycznej nie stanowi ich podstawowej działalności gospodarczej lub zawodowej. W związku z tym korzystają oni z bardziej korzystnego systemu rozliczeń zużycia energii elektrycznej.

Spółdzielnie energetyczne (które mogą być zakładane przez odbiorców końcowych zlokalizowanych na obszarach wiejskich lub miejsko-wiejskich) **mogą wykorzystywać sieć elektroenergetyczną jako „magazyn”**. Oznacza to, że wytwarzają one lokalnie energię elektryczną i zużywają ją zgodnie ze swoimi preferencjami. Jeżeli istnieją jakiegokolwiek nadwyżki tej lokalnie wytwarzanej energii elektrycznej, mogą one wprowadzać ją do sieci i zużywać ją w późniejszym terminie, co w praktyce wiąże się z uzyskaniem opustu.

Polska wprowadziła **systemy taryfy gwarantowanej (FiT) i premii gwarantowanej (FiP)** wspierające elektrownie wodne i biogazownie. Mechanizmy te zapewniają gwarantowaną cenę energii elektrycznej (FiT) lub prawo do uzyskania pokrycia ujemnego bilansu cenowego (FiP) dla mikro, małych i średnich instalacji w dedykowanych technologiach.

W 2019 r.⁵ uruchomiono nowy program „Mój prąd” wspierający rozwój rozproszonego wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Jego celem jest zwiększenie dostępności rozwiązań prosumenckich w gospodarstwach domowych. Głównym celem programu jest **zwiększenie produkcji energii z mikroźródeł fotowoltaicznych** oraz przyznanie dotacji dla ponad 200 000 prosumentów. Dotacja pokrywa do 50% kosztów budowy instalacji fotowoltaicznej o mocy zainstalowanej od 2 do 10 kW, wynosi jednak nie więcej niż 5 000 PLN (ponad 1 100 EUR⁶). Na dzień 15.01.2020 r. zatwierdzono wnioski dla 21 755 beneficjentów na kwotę ponad 108 mln PLN (ponad 25 mln EUR).

Angażowanie konsumentów do aktywnego udziału w rynku wymaga odpowiednich zachęt i technologii, takich jak inteligentne systemy opomiarowania. Polska pracuje nad ustawą, która zapoczątkuje masowe wprowadzanie inteligentnych liczników na całym terytorium kraju. Obecnie ponad 1,5 mln klientów zostało wyposażonych przez OSD w inteligentne liczniki na podstawie przepisów przewidzianych w prawie krajowym. W celu szerszego rozpowszechnienia inteligentnych liczników konieczne jest

⁴ Ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, Dz. U. z 2019 r. poz. 1524, <http://prawo.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20190001524>

⁵ Program Mój Prąd otwarty, <https://www.gov.pl/web/climate/my-electricity-programme-launched>

⁶ 1 EUR ≈ 4,25 PLN

jednak nałożenie dodatkowych obowiązków na OSD. Władze polskie oczekują przyspieszenia rozwoju zastosowania inteligentnych liczników po przyjęciu nowych regulacji prawnych. W nowych przepisach określono wszystkie zasady skutecznego i wydajnego wdrażania inteligentnych liczników, tj.: zasady dotyczące podziału kosztów ich wprowadzenia na rynek, zasady dotyczące instalacji inteligentnych liczników na żądanie, nowy harmonogram wprowadzenia liczników na szeroką skalę, przepisy dotyczące interoperacyjności i rozliczeń, zasady zarządzania danymi (w tym ochrony danych), które są wymagane na mocy Dyrektywy (UE) 2019/944 (art. 19-24 i załącznik II) oraz innych odpowiednich przepisów unijnych i krajowych.

Wymiana transgraniczna i planowana rozbudowa sieci

Polska znacząco zwiększa ilość zdolności przesyłowych dostępnych dla handlu na połączeniach międzysystemowych. Dzięki podjętym staraniom, obecnie godzinowe zdolności importowe dostępne na wszystkich polskich granicach regularnie przekraczają 2000 MW (osiągnięte m.in. poprzez przyjęcie udoskonalanego sposobu obliczania mocy transgranicznych dnia następnego, przy statystycznym podejściu do marginesów niezawodności). Ponadto, Polska opracowała plan działania⁷ (zgodnie z art. 15 rozporządzenia (UE) 2019/943) w celu zwiększenia transgranicznego handlu energią elektryczną poprzez inwestycje sieciowe i inne środki. Inwestycje sieciowe uwzględnione w planie działania stanowią jedynie niewielką część obszernego i ambitnego planu rozwoju sieci do 2027 r.⁸ PSE planują ponad 200 inwestycji, które przyczynią się do silnego wzmocnienia krajowego systemu przesyłowego. Poniżej znajduje się lista niektórych inwestycji istotnych dla zwiększenia transgranicznych zdolności przesyłowych w zakresie wymiany handlowej. Inwestycje te zostały przedstawione KE w ramach zobowiązań Polski z 2019 roku.

- a) Projekty inwestycji związane z przekrojem synchronicznym (AC):
 - a. Krajnik – Baczyna (400 kV);
 - b. Baczyna – Plewiska (400 kV),
 - c. Mikułowa – Czarna – Pasikurówice (400 kV),
 - d. Mikułowa – Świebodzice (400 kV),
 - e. Ostrów-Kromolice (400 kV).
- b) Projekty inwestycji związane z połączeniami stałoprądowymi (DC):
 - a. (SWEPOL Link) Słupsk – Żydowo-Kierzkowo – Gdańsk-Przyjaźń – Pelplin – Grudziądz – Jasiniec – Pątnów (400 kV),
 - b. (LITPOL Link) Ostrołęka – Stanisławów (400 kV).

Polski obszar rynkowy jest częścią mechanizmu łączenia rynków dnia następnego (SDAC – *single day ahead coupling*) od momentu jego ustanowienia na dwóch spośród pięciu swoich połączeń wzajemnych z państwami UE. Ponadto, w listopadzie 2019 r. Polska przystąpiła do mechanizmu łączenia rynków dnia bieżącego (SIDC - *single intraday market coupling*). Aktualnie Polska pracuje nad wdrożeniem przejściowego mechanizmu NTC łączenia rynków dnia następnego (*Interim NTC Market Coupling*) na

⁷ Polski Plan Działania jest dostępny pod adresem: <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/plan-dzialania-przyjety-przez-kse>.

⁸ Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027 jest dostępny pod adresem: <https://www.pse.pl/dokumenty>.

trzech pozostałych połączeniach wzajemnych oraz nad wdrożeniem mechanizmu łączenia rynków opartego na przepływach tj. CORE flow-based Market Coupling), a oba te projekty stanowią duży krok naprzód w zwiększaniu efektywności alokacji zdolności przesyłowych oraz kształtowania się cen na rynku dnia następnego. Harmonogram tych projektów łączenia rynków jest zawarty w odpowiednich regionalnych planach.

Wskaźnik interconnectivity określony w art. 4 lit. d) rozporządzenia (UE) 2018/1999 zdefiniowany jest jako: „poziom elektroenergetycznych międzysystemowych połączeń, które dane Państwo Członkowskie zamierza osiągnąć w 2030 r., mając na względzie cel elektroenergetycznych międzysystemowych połączeń na rok 2030 wynoszący co najmniej 15 % ...”. Dokładne znaczenie tego wskaźnika (15 %) nie zostało jednak określone. W „Sprawozdaniu grupy ekspertów Komisji ds. celów w zakresie międzysystemowych połączeń elektroenergetycznych” opracowanym w listopadzie 2017 r. stwierdzono, że wcześniej stosowany wzór do obliczania wskaźnika połączeń międzysystemowych nie odpowiada wyzwaniom stojącym przed systemem energetycznym. W sprawozdaniu zalecono ponadto, aby wzór do pomiaru poziomu połączeń międzysystemowych w perspektywie 2030 r. odnosił się do szacunkowego obciążenia szczytowego i szacunkowej zainstalowanej mocy wytwórczej energii ze źródeł odnawialnych w 2030 r. jako:

- (1) nominalna moc przesyłowa (cieplna) / zapotrzebowanie szczytowe w 2030 r.,
- (2) nominalna moc przesyłowa (cieplna) / zainstalowana moc wytwórcza ze źródeł odnawialnych 2030 r.

Grupa Ekspertów zaleciła, aby kraje, które nie osiągnęły progu 30% w żadnym z dwóch wskazanych wzorów, pilnie zbadały możliwości zwiększenia połączeń wzajemnych. Polska spełniła ten wymóg już dziś i należy oczekiwać, że będzie go spełniać również do 2030 roku:

- (1) $\sim 11\,000\text{ MW} / 27\,700\text{ MW (netto)} = 39\%$,
- (2) $\sim 11\,000\text{ MW} / 20\,100\text{ MW (scenariusz bazowy, tylko offshore, onshore i PV)} = 54\%$.

Należy podkreślić, że polskie połączenia międzysystemowe mają wystarczającą moc termiczną, ale tylko ograniczona ich część jest dostępna dla uczestników na potrzeby handlu ze względu na występowanie nieplanowanych przepływów energii elektrycznej przez polski system elektroenergetyczny. Obecnie zdolności importowe dostępne na wszystkich polskich granicach regularnie przekraczają 2000 MW. Poziom wykorzystania polskich połączeń międzysystemowych do wymiany handlowej zarówno przez uczestników polskiego rynku jak i uczestników rynków spoza Polski jest znacznie wyższy, jeśli uwzględnione zostaną przepływy tranzytowe i kołowe przez polski system elektroenergetyczny. Zakłada się, że zastosowanie metodyki wyznaczania zdolności przesyłowych opartej na przepływach fizycznych (ang. *flow based*) rozwiąże ten problem i przyczyni się do poprawy wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych.

Stosowanie ograniczeń alokacji

W Polsce nie ma administracyjnych ograniczeń importu lub eksportu energii elektrycznej. Jedyne stosowane w Polsce ograniczenia wymiany energii elektrycznej wynikają z konieczności spełnienia limitów bezpieczeństwa pracy systemu. Ograniczenia te przybierają formę transgranicznych zdolności przesyłowych dostępnych na potrzeby handlu, odzwierciedlając zarówno (i) techniczne ograniczenia

sieci, jak i (ii) dostępność zasobów wytwórczych i rezerw wytwórczych w Polsce. Te ostatnie są określane jako ograniczenia alokacji wprowadzone zgodnie z art. 23 rozporządzenia CACM 2015/1222.

Polska stosuje model centralnego dysponowania. Na rynku centralnego dysponowania w celu zapewnienia równowagi pomiędzy wytwarzaniem i zapotrzebowaniem OSP dysponuje jednostkami wytwórczymi (poprzez wskazywanie punktów pracy JWCD), uwzględniając ich ograniczenia operacyjne, ograniczenia przesyłowe i wymogi dotyczące rezerw. Jest to realizowane w Zintegrowanym Procesie Grafikowania jako proces optymalizacji doboru jednostek wytwórczych i ekonomicznego rozdziału obciążeń z uwzględnieniem kryteriów bezpieczeństwa pracy systemu (SCUC/ED).

Stosowanie ograniczeń alokacji przez PSE jest związane z faktem, że odpowiedzialność polskiego OSP za równowagę w systemie jest rozszerzona na horyzonty planowania rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego. W związku z tym PSE ponosi odpowiedzialność, która na rynkach opartych na modelu samodzielnego dysponowania (ang. *self-dispatch*) jest przeniesiona na podmioty odpowiedzialne za bilansowanie (POB). Dlatego też PSE musi zapewnić odpowiedni poziom rezerw dla całego polskiego systemu elektroenergetycznego.

Aby móc wywiązać się ze swojej odpowiedzialności, PSE stosuje ograniczenia alokacji w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy polskiego systemu elektroenergetycznego pod względem dostępnych mocy wytwórczych dla regulacji mocy w górę lub w dół oraz zapotrzebowania rezydualnego (zapotrzebowanie rezydualne jest częścią zapotrzebowania użytkowników końcowych nieobjęte umowami handlowymi, tj. grafikami produkcji wynikającym z umów handlowych).

Zastosowanie ograniczeń alokacji w Polsce jest przewidziane przez metodologię kalkulacji zdolności przesyłowych zatwierdzoną przez polski organ regulacyjny – URE i aktualnie stosowaną przez PSE, a także metodologie regionalnych kalkulacji zdolności przesyłowych zatwierdzone przez wszystkie krajowe organy regulacyjne z odpowiednich regionów wyznaczania zdolności przesyłowych, a także ACER. Te regionalne metodologie są obecnie wdrażane przez właściwych OSP.

Polska planuje usprawnić stosowanie ograniczeń alokacji. Aktualnie Polska przeprowadza kompleksową i ambitną reformę rynku bilansującego, która obejmuje wdrożenie nowego mechanizmu zapewniania wymaganego poziomu rezerw. **Polski OSP planuje wdrożenie oddzielnego procesu zakupu mocy bilansujących (rezerw) przed otwarciem bramki w ramach mechanizmu jednolitego łączenia rynków dnia następnego (SDAC).** Środek ten został zaproponowany przez ACER w Metodologii CORE CCM (decyzja ACER 02/2019⁹) jako jedno z możliwych rozwiązań w celu zmniejszenia poziomu stosowanych ograniczeń alokacji.

Projekt reformy rynku bilansującego jest obecnie w toku. Jak opisano powyżej (w części dotyczącej rynku bilansującego), zostanie on podzielony na dwa etapy i przedłużony do końca 2021 r. Wdrożenie zakupu mocy bilansujących (rezerw) zostało przewidziane w etapie II - 2022.

⁹ Zobacz Decyzję 02/2019 Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki z dnia 21 lutego 2019 r. w sprawie propozycji OSP region Core w zakresie regionalnego kształtu wspólnych metodyk kalkulacji zdolności przesyłowych dla rynku dnia następnego i dnia bieżącego, str. 20-22.

Po wdrożeniu nowych przepisów dotyczących pozyskiwania mocy bilansujących (rezerw), wpływ ograniczeń alokacji na wyniki rynkowe powinien być znacznie ograniczony. Oczekuje się, że siły rynkowe zapewnią wystarczającą zachętę dla uczestników rynku w Polsce do bycia zbilansowanymi na rynku energii elektrycznej. Ograniczenia alokacji będą zatem działały jako środek ostateczny w celu zapewnienia bezpiecznego działania polskiego systemu elektroenergetycznego i staną się aktywne tylko wtedy, gdy siły rynkowe nie zapewnią odpowiednich sygnałów. Po wdrożeniu reformy polskiego rynku bilansującego rynkowe sygnały cenowe zostaną wzmocnione w taki sposób, że tylko nadzwyczajna sytuacja poważnych problemów z wystarczalnością mocy w regionie może doprowadzić do dostrzeżenia efektu ograniczeń alokacji (tj. ograniczenia te zostaną wprowadzone w algorytmie łączenia rynków, ale nie wpłynie to na wynik rynku, chyba że rynek nie zapewni odpowiedniej dostępności źródeł wytwarzania i rezerw wytwórczych w Polsce).

Polski OSP, we współpracy z OSD i pod nadzorem URE i polskich władz, będzie dążył do wspierania rozwoju środków takich jak usługi elastyczności i odpowiedź odbioru (DSR) aktywowane przez rynek. Zwiększona elastyczność systemu, w tym elastyczność instalacji wytwórczych, będzie kluczowym czynnikiem umożliwiającym złagodzenie ewentualnego wpływu ograniczeń alokacji na siły rynkowe.

Dalszy rozwój wspólnego rynku energii elektrycznej powinien również przyczynić się do rzadszego stosowania takich środków ostatecznych, jak ograniczenia alokacji. Uważa się, że wdrożenie mechanizmu łączenia rynków w Europie Środkowej opartego o przepływy (*flow-based market coupling*) wzmocni sygnały cenowe i umożliwi OSP bardziej efektywne wykorzystanie sieci.

III. Plan reform rynku energii elektrycznej

Polska przeprowadza obecnie reformy rynku energii elektrycznej.

Należy podkreślić, że Polska:

- zaimplementowała unijny docelowy model transgranicznego handlu *XBID* na rynku dnia bieżącego w tzw. drugiej fali państw, przystępując z własnej inicjatywy do projektu *LIP15* oraz *LIP16* (*LIP - lokalne projekty implementacji*) już w czasie jego trwania, poprawiając możliwość kompensowania przez uczestników rynku niedoborów lub nadwyżek energii elektrycznej tak blisko czasu rzeczywistego jak to tylko możliwe;
- rozpoczęła w lutym 2020 r. operacyjny udział w IGCC, w ramach tzw. początkowej fazy próbnej, implementując mechanizm *Imbalance netting* (*kompensowania niezbilansowań*) w ramach projektu europejskiego IGCC, poprawiając efektywność wykorzystania rezerw mocy;
- ulepszyła aktualnie stosowaną procedurę kalkulacji transgranicznych zdolności przesyłowych opartą na metodzie NTC poprzez zastąpienie (i) metody deterministycznej, opartej na modelowaniu sezonowym, rozwiązaniem przejściowym w formie (ii) metody statystycznej, opartej na modelowaniu dobowym, w celu zwiększenia całkowitych możliwości importowych na połączeniach AC pozwalających na osiągnięcie do 1 GW w warunkach ekstremalnego niedoboru mocy w Polsce nie później niż od 01.09.2019 r. To podejście będzie wykorzystywane do momentu, gdy metoda *flow-based* zostanie zaimplementowana, stanowiąc następny krok w ulepszaniu przedmiotowej procedury;
- terminowo realizuje zobowiązania podjęte w decyzji *EC SA.46100 (2017/N) - Polska - Planowany polski mechanizm zdolności wytwórczych*, takie jak zniesienie limitów cenowych na polskim rynku bilansującym;
- terminowo realizuje zobowiązania podjęte przez władze polskie jako część postępowania EU Pilot (nr. EUP(2019)9450); m.in. poprzez zapewnienie, że od 1.01.2020 r. zdolności przesyłowe NTC wyznaczane dla celów *market couplingu* na połączeniu DC Polska-Litwa będą przynajmniej na poziomie 70% jego technicznej zdolności w rozumieniu postanowień Rozporządzenia Rynkowego (Rozporządzenie UE 2019/943);
- implementuje mechanizm łączenia rynków (*market coupling*) na wszystkich swoich granicach, z przejściowym mechanizmem NTC *market coupling* planowanym w 2020 r. oraz docelowym mechanizmem *flow-based market coupling*, znacząco poprawiający efektywność mechanizmu alokacji transgranicznych zdolności przesyłowych i kształtowania cen w Polsce.

W obliczu bezprecedensowych wyzwań związanych z nową strukturą rynku zdefiniowaną w pakiecie Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków, Polska nieustannie pracuje nad zwiększeniem skuteczności i adekwatności już istniejących polityk, środków i narzędzi. Aby sprostać tym wyzwaniom, Polska wprowadza **plan reform rynku energii elektrycznej**, w szczególności w krótkim terminie reformę rynku bilansującego, w celu poprawy sygnałów cenowych w okresach niedoboru mocy.

Rynek bilansujący

W ramach polskiego planu reform rynku energii elektrycznej, Polska przeprowadza kompleksową i ambitną reformę rynku bilansującego podzieloną na dwa etapy (jak opisano w sekcji dot. rynku bilansującego w punkcie II). Poniżej zawarto listę reform rynku bilansującego z planem wdrożenia do 01.01.2021 r. w zakresie liter od a) do d), i do 01.01.2022 r. w zakresie litery e):

- a) **cenę na rynku bilansującym będą wyznaczane jako cena krańcowa** określona w art. 30 ust. 1 lit. a wytycznych w zakresie bilansowania (*Electricity Balancing Guideline, EBGL*), uwzględniając konieczne dostosowania zasad wyznaczania cen w związku z przyłączeniem do europejskich platform bilansujących. Powyższe pozostanie bez wpływu na możliwość zróżnicowania cen w polskiej strefie rynkowej w zależności od lokalizacji, poprzez zastosowanie w procesie kształtowania cen rozwiązania bazującego na pełnym modelu sieci przesyłowej. Jeżeli na rynku bilansującym będą stosowane techniczne limity cen, będą one uwzględniały minimalne i maksymalne ceny wyznaczane zgodnie z art. 30 ust. 2 wytycznych w zakresie bilansowania (*Electricity Balancing Guideline*);
- b) Polska **zaktualizuje limity cenowe stosowane na rynku bilansującym** do limitów cenowych określonych na podstawie art. 32 ust. 2 EBGL, od daty kiedy te techniczne limity cenowe będą miały zastosowanie zgodnie z zaakceptowaną propozycją przygotowaną na podstawie art. 30 ust. 1 EBGL;
- c) **wszyscy dostawcy usług bilansujących będą mieli prawo zmieniać swoje oferty Zintegrowanego Procesu Grafikowania, w zakresie w jakim będzie to możliwe, do czasu zamknięcia międzystrefowej bramki handlowej na rynku dnia bieżącego**, zgodnie z art. 24 ust. 5 i art. 24 ust. 6 EBGL;
- d) **wszyscy uczestnicy rynku będą mogli składać lub zmieniać swoje oferty na rynku hurtowym co najmniej do momentu zamknięcia międzystrefowej bramki handlowej na rynku dnia bieżącego**;
- e) **wprowadzony zostanie administracyjny mechanizm wyceny niedoboru mocy** (ang. *scarcity pricing mechanism*), o którym mowa w art. 44 ust. 3 EBGL. Mechanizm zostanie zaprojektowany w sposób zapewniający dodatek cenowy do ceny energii na rynku bilansującym w funkcji wielkości rezerw operacyjnej dostępnej w polskim systemie elektroenergetycznym. Dodatek cenowy będzie uwzględniony przy wyznaczaniu cen energii bilansującej oraz cen niezbilansowania. Dodatek cenowy będzie wyznaczany w oparciu o wskaźniki VoLL (wartość niedostarczonej energii, ang. *Value of Lost Load*) i LoLP (prawdopodobieństwo niedostarczenia energii do odbiorców, ang. *Loss of Load Probability*) przy uwzględnieniu, że w przypadku wyczerpania rezerw (tj. braku rezerw, które mogą być aktywowane przez OSP) ceny rozliczenia niezbilansowania będą nie niższe niż cena maksymalna ustalona zgodnie z art. 54 ust. 1 Rozporządzenia 2015/1222. Powyższe pozostaje bez wpływu na stosowanie przez Polskę środków przeciwdziałających wykorzystywaniu siły rynkowej oraz strategicznym zachowaniom uczestników rynku.

Poza tym Polska współpracuje z innymi OSP w UE przy tworzeniu europejskich platform bilansujących. Polska zamierza przyłączyć się do platform **MARI** i **PICASSO** w dniu uruchomienia tych platform. Zaś w zakresie projektu platformy **TERRE**, Polska zamierza dołączyć do platformy nie później niż do 15 stycznia 2022 r.

Odpowiedź odbioru (DSR)

W celu umożliwienia rozwoju DSR, Polska zapewni, że:

- **Od 01.01.2021 r. DSR będzie miał możliwość udziału w hurtowych rynkach energii** (włączając w to rynek dnia następnego i bieżącego) oraz w rynku bilansującym, na zasadach analogicznych jak dla innych uczestników rynku i dostawców usług na rynku bilansującym. DSR będą mogli reprezentować zarówno odbiorcy energii (samodzielnie) jak i agregatorzy;
- Dalsze zmiany w kierunku zwiększenia możliwości uczestnictwa DSR we wszystkich rynkach, jak również **szczegółowe zasady dotyczące agregacji poprzez niezależnego agregatora, możliwość wprowadzenia mechanizmów rekompensaty finansowej dla jednostek DSR** (np. zgodnie z art. 17 ust. 4 Dyrektywy ws. energii elektrycznej (UE) 2019/944) **będą przedmiotem stosownych analiz i zostaną zaimplementowane** w ramach prac wdrożeniowych, wszędzie tam gdzie będzie to potrzebne.

Ponadto, należy zauważyć, że w trakcie procesu legislacyjnego są obecnie nowe przepisy dotyczące **wdrażania inteligentnego opomiarowania** wraz ze wszystkimi przepisami dotyczącymi zarządzania danymi, przepisami dotyczącymi interoperacyjności i rozliczeń, a także nowy harmonogram masowego wprowadzania ich na rynek.

Rynek detaliczny

Wdrażając dyrektywę elektryczną (UE) 2019/944, **Polska dostosuje swoje prawo krajowe w zakresie regulacji cen dla gospodarstw domowych i ochrony odbiorców wrażliwych** zgodnie z odpowiednimi przepisami, tam gdzie będzie to konieczne. Jeśli chodzi o najbardziej wrażliwych odbiorców, np. dotkniętych ubóstwem energetycznym **Polska oceni liczbę tych klientów i wdroży odpowiednie środki** zgodnie z art. 5 ust. 5 dyrektywy w sprawie energii elektrycznej (UE) 2019/944 i odpowiednimi przepisami rozporządzenia (UE) 2018/1999.

Planowana rozbudowa sieci i połączenia wzajemne

Polska przedstawia plan reform rynku energii elektrycznej w zakresie wzmocnienia sieci przesyłowej umożliwiający zwiększenie poziomu wymiany transgranicznej, który został opracowany i do realizacji którego zobowiązały się polskie władze w ramach procedury EU Pilot (nr EUP (2019) 9405):

- **Do końca 2025 r.**, Polska ukończy program inwestycji w sieć przesyłową, który zwiększy całkowite możliwości importowe połączeń stałoprądowych (DC) i zmiennoprądowych (AC) pozwalając na osiągnięcie **do 4 GW** w warunkach ekstremalnego niedoboru mocy w Polsce, o ile w takich okolicznościach mechanizm *flow-based* zapewni, że krytyczne elementy polskiej sieci będą używane wyłącznie do importu energii do Polski, tj. nie będą wykorzystywane do tranzytu energii. W związku z tym, że aktualnie prowadzony program inwestycyjny składa się z kilku wzajemnie połączonych i kolejno oddawanych projektów, całkowite możliwości importowe w warunkach ekstremalnego niedoboru mocy będą stopniowo wzrastać w ciągu kolejnych lat do 2025 r.
Wzrost możliwości importu zostanie osiągnięty jako rezultat następujących sieciowych projektów inwestycyjnych:
a) Projekty inwestycji związane z przekrojem synchronicznym (AC):

- Krajnik – Baczyna (400 kV);
 - Baczyna – Plewiska (400 kV),
 - Mikułowa – Czarna – Pasikurówice (400 kV),
 - Mikułowa – Świebodzice (400 kV),
 - Ostrów-Kromolice (400 kV).
- b) Projekty inwestycji związane z połączeniami stałoprądowymi (DC):
- (SWEPOL Link) Słupsk – Żydowo-Kierzkowo – Gdańsk-Przyjaźń – Pelplin – Grudziądz – Jasiniec – Pątnów (400 kV),
 - (LITPOL Link) Ostrołęka – Stanisławów (400 kV).

Etapowa realizacja powyższych inwestycji przesyłowych wraz z implementacją *flow-based market coupling* w regionie CORE zwiększy całkowite możliwości importowe na połączeniach AC i DC w warunkach niedoboru mocy w Polsce **aż do 2,5 GW nie później niż od 1 listopada 2021 r.**

- Polska powinna zapewnić, że od 1.01.2020 r. zdolności przesyłowe NTC wyznaczone dla celów market coupling'u na połączeniu DC Polska-Litwa będą przynajmniej na poziomie 70% jego technicznej zdolności w rozumieniu postanowień Rozporządzenia (UE) 2019/943, z wyłączeniem tych godzin, dla których: (i) nie są dostępne zasoby redispatchingu niezbędne do zapewnienia operacyjnego bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego lub (ii) występują odstawienia krytycznych elementów sieci, w związku z ich utrzymaniem lub pracami w zakresie rozbudowy sieci.¹⁰

Ponadto, jak już wskazano, Polska opracowała Plan Działania (zgodnie z art. 15 Rozporządzenia (UE) 2019/943) w celu zwiększenia międzystrefowego handlu energią elektryczną za pomocą inwestycji sieciowych i innych środków. Inwestycje sieciowe uwzględnione w planie działania stanowią jedynie niewielką część rozległego i ambitnego planu rozwoju sieci do 2027 r. PSE S.A. planuje ponad 200 inwestycji, które przyczynią się do znacznego wzmocnienia wewnętrznej sieci.

Ograniczenia alokacji

- Polska zapewnia, że nie będzie ograniczać transgranicznych zdolności przesyłowych dostępnych na potrzeby handlu na wszystkich polskich połączeniach międzysystemowych w zakresie wykraczającym poza to, co jest absolutnie konieczne do utrzymania systemu elektroenergetycznego w granicach bezpieczeństwa pracy zgodnie ze skoordynowanymi procedurami kalkulacji zdolności przesyłowych określonymi w regionalnych metodologiach dla regionów kalkulacji zdolności przesyłowych Core, Hansa i Baltic, a także z właściwym prawodawstwem UE;
- Aby znacząco zmniejszyć częstotliwość stosowania ograniczeń alokacji, Polska zamierza zmienić zasady pozyskiwania mocy bilansujących (rezerw). W ramach reformy rynku bilansującego w Polsce, od 01.01.2022 r. **moce bilansujące (rezerwy) będą pozyskiwane przed otwarciem bramki w ramach mechanizmu jednolitego łączenia rynków dnia następnego (SDAC).**

¹⁰ Reforma aktualnie została zaimplementowana i będzie implementowana w przyszłości.

- Wdrożeniu nowej struktury rynku bilansującego towarzyszyć będą późniejsze analizy jego funkcjonowania pod kątem prawidłowego kształtowania się sygnałów cenowych, właściwej wyceny mocy bilansującej i energii bilansującej, odpowiedniego poziomu przejrzystości dla uczestników rynku i jego wpływu na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw. Funkcjonowanie nowych zasad rynkowych oraz skuteczność sił rynkowych w celu zapewnienia odpowiedniej dostępności źródeł wytwarzania i rezerw wytwórczych w Polsce będą monitorowane przez polskiego OSP.
- Przypadki zastosowania ograniczeń alokacji są zgłaszane i monitorowane przez URE na podstawie przepisów dotyczących monitorowania zawartych w CACM i Rozporządzenia (UE) 2019/943.

Rynek mocy

- **Polski rynek mocy będzie podlegał regularnym przeglądom i zostanie dostosowywany** do przepisów przewidzianych w Rozporządzeniu (UE) 2019/943 zgodnie z art. 22 ust. 5;
- **Od 01.01.2021 następujące mechanizmy** (mechanizmy płatności za dostępność, które aktualnie wykorzystywane są do wsparcia realizacji przez OSP obowiązku w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostaw) **zostaną zakończone**:
 - Interwencyjna Rezerwa Mocy (IRZ),
 - Praca interwencyjna (PI),
 - Gwarantowany Interwencyjny Program DSR (Gwarantowany IP DSR),
 - Operacyjna rezerwa mocy (ORM).

Te reformy rynku są zgodne z zasadami określonymi w art. 3 Rozporządzenia 2019/943

IV. Konkluzje

- Polska jako Państwo Członkowskie ze stwierdzonymi problemami z wystarczalnością mocy opracowała Plan Wdrażania.
- Polska przeanalizowała w rozdziale II wszystkie obszary, które są wymagane w art. 20 Rozporządzenia 2019/943.
- Plan reform rynku energii elektrycznej obejmuje środki mające na celu wyeliminowanie wszelkich stwierdzonych zakłóceń regulacyjnych lub niedoskonałości rynku.
- Harmonogram reform rynku jest ściśle określony.
- Polska przedłożyła Plan Wdrażania KE i zwróciła się o wydanie opinii.
- Po otrzymaniu i przeanalizowaniu opinii KE z 16.03.2020 r. Polskie władze podjęły decyzję o zmianie Planu Wdrażania zgodnie z wnioskiem KE. Polska w możliwie największym zakresie uwzględniła zalecenia i komentarze KE. W rezultacie Polska opracowała nowy Polski Plan Wdrażania (wersja zmieniona) i opublikowała go.

- Polska będzie monitorować stosowanie swojego Planu Wdrażania i opublikuje wyniki monitorowania w raporcie rocznym oraz przedstawi to sprawozdanie KE zgodnie z art. 20 ust. 6 Rozporządzenia (UE) 2019/943.
- Przedstawiony Polski Plan Wdrażania (wersja zmieniona) jest kompleksowym i ambitnym planem reform rynku energii elektrycznej. Wszystkie zainteresowane strony, zarówno publiczne, jak i prywatne, będą zaangażowane w jego realizację i wdrożenie planu będzie miało wpływ na ich działalność.
- Gwałtowny wybuch pandemii koronawirusa COVID-19 ma poważny wpływ na różne dziedziny życia. Ze względu na niezwykle trudną sytuację w Polsce, Europie i innych regionach świata oraz możliwe konsekwencje dla gospodarki w przyszłości, Polska nie może wykluczyć wystąpienia zmian w harmonogramie wdrażania tych reform rynku. W najbardziej pesymistycznym scenariuszu możliwe jest, że prace legislacyjne zostaną opóźnione lub nawet zawieszono. Władze polskie będą jednak dążyć do wdrożenia tych reform bez zbędnej zwłoki i zgodnie ze swoimi zobowiązaniami.