

Sprawozdanie PSE S.A.
dotyczące bilansowania
na podstawie art. 60 Rozporządzenia Komisji (UE)
2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r.
ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania

Edycja 2020 za okres 2018-2019

Spis treści

I.	Streszczenie	3
II.	Podstawowe zasady funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce.....	7
1.	Rynek energii elektrycznej i Rynek Bilansujący w Polsce	7
2.	Zadania Operatora Systemu Przesyłowego.....	7
3.	Warunki bilansowania dla dostawców usług bilansujących i podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie (Art. 18(5-7)).....	10
	Artykuł 18(5) Rozporządzenia EBGL – Kwalifikowanie dostawców usług bilansujących	10
	Artykuł 18(6) Rozporządzenia EBGL – Warunki dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie.....	22
	Artykuł 18(7) Rozporządzenia EBGL – Każdy OSP przyłączający może zawrzeć następujące elementy w propozycji warunków dla dostawców usług bilansujących lub w warunkach dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie	28
4.	Charakterystyka zintegrowanego procesu grafikowania (Art. 18(8)).	30
5.	Informacje dotyczące produktów specyficznych (Art. 60(2) lit. a, 60(2) lit. d).	32
III.	Analiza mechanizmu zapewnienia rezerw mocy.....	34
1.	Skrócona analiza procesu określania wielkości rezerwy mocy, w tym uzasadnienie i wyjaśnienie dotyczące obliczonych wymogów rezerwy mocy (Art. 60(2) lit. b).	34
2.	Skrócona analiza optymalnego zapewniania rezerwy mocy, w tym uzasadnienie i wyjaśnienie dotyczące wolumenu mocy bilansującej (Art. 60(2) lit. c).	34
3.	Wyjaśnienie i uzasadnienie dotyczące zakupu mocy bilansującej bez wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw (Art. 60(2) lit. f).	35
4.	Analiza możliwości wymiany mocy bilansującej i współdzielenia rezerw (Art. 60(2) lit. e).	35
IV.	Analiza mechanizmu aktywacji i rozliczania energii bilansującej.....	37
1.	Analiza skuteczności funkcji optymalizacji aktywacji w odniesieniu do energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości oraz rezerw zastępczych (Art. 60(2) lit. g).	37
2.	Analiza zgodności rozliczeń energii bilansującej i niezbilansowania z wymaganiami Rozporządzenia EBGL (Art. 44(1)).	41
3.	Dodatkowe mechanizmy rozliczenia (Art. 44(3)).	45

I. Streszczenie

Niniejsze streszczenie przedstawia w skondensowany sposób informacje zawarte w sprawozdaniu PSE dotyczącym bilansowania opracowanym na podstawie art. 60 Rozporządzenia Komisji Europejskiej 2017/2195 (Rozporządzenie 2017/2195) z dnia 23 listopada 2017 r. (dalej Sprawozdanie). Zgodnie z wymaganiem z ust. 3 art. 60 została sporządzona również wersja streszczenia w języku angielskim, opublikowana w formie osobnego dokumentu.

Oprócz streszczenia Sprawozdanie składa się z trzech głównych części. Pierwsza główna część Sprawozdania zawiera opis podstawowych zasad funkcjonowania Rynku Bilansującego w Polsce w podziale na pięciu szczegółowych punktów. Druga główna część Sprawozdania zawiera analizę mechanizmu zapewniania rezerw mocy, która składa się z wyjaśnień podzielonych na cztery punkty. Trzecia główna część raportu przedstawia analizę mechanizmu aktywacji i rozliczania energii bilansującej, która zamieszczona jest w trzech punktach.

Pierwsza główna część Sprawozdania

Pierwsza główna część Sprawozdania na wstępie opisuje rynek energii elektrycznej i Rynek Bilansujący w Polsce oraz zadania polskiego Operatora Systemu Przesyłowego - Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE). Kolejny punkt zawiera zwięzły opis warunków dla dostawców usług bilansujących i podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie zgodnie z art. 18(5-7) Rozporządzenia 2017/2195. Pozostałe dwa punkty w tej części Sprawozdania opisują zintegrowany proces grafikowania, wykorzystywany przez PSE, jako OSP stosującego Model Centralnego Dysponowania zgodnie z art. 18(8) Rozporządzenia 2017/2195 oraz zawierają informacje o specyficznych produktach w odniesieniu do wymogów art. 60(2)a i 60(2)d Rozporządzenia 2017/2195.

Stosowne wyjaśnienia dotyczące poszczególnych wymogów art. 18(5-7) Rozporządzenia 2017/2195 przedstawiono osobno dla każdego z nich. Najważniejsze wnioski i obserwacje z pierwszej głównej części Sprawozdania przedstawiono poniżej.

W odniesieniu do art. 18(5)a Rozporządzenia 2017/2195, każdy dostawca usług bilansujących (DUB) powinien posiadać co najmniej jedną jednostkę grafikową, która aktywnie uczestniczy w Rynku Bilansującym oraz dedykowany system informatyczny wykorzystywany do komunikacji między poszczególnymi DUB a OSP, na przykład w celu aktywacji energii bilansującej. każdy DUB zapewnia usługi bilansowania za pośrednictwem należących do niego jednostek grafikowych. Tylko jednostka grafikowa spełniająca wymagania techniczne może zapewnić regulację częstotliwości. Rezerwa zastępcza może być zapewniana zarówno przez jednostki wytwórcze, jak i jednostki odbiorcze.

W odniesieniu do art. 18(5)d Rozporządzenia 2017/2195, każdy DUB podczas procesu kwalifikacji wstępnej powinien dostarczyć dokumentację potwierdzającą techniczne możliwości jednostki grafikowej w zakresie zapewniania poszczególnych rodzajów rezerw. Każdy DUB, w ramach działania Rynku Bilansującego, przesyła dla każdej jednostki grafikowej zgłoszenie oferty na potrzeby zintegrowanego procesu grafikowania.

W odniesieniu do art. 18(5)e Rozporządzenia 2017/2195, każda oferta w ramach zintegrowanego procesu grafikowania zgłoszona przez DUB jest przypisana do określonej jednostki grafikowej. Ponieważ obszar niezbilansowania odpowiada pojedynczej jednostce grafikowej, podmiot odpowiedzialny za bilansowanie (POB) będący właścicielem

poszczególnych jednostek grafikowych jest odpowiedzialny za równoważenie wszystkich ofert przypisanych do tej jednostki. Ocena świadczenia usług bilansujących przez ich dostawców (art. 18(5)f) jest przeprowadzana na podstawie pomiarów w czasie rzeczywistym.

W odniesieniu do art. 18(5)g Rozporządzenia 2017/2195 PSE nie wykorzystują produktów standardowych ani specyficznych w rozumieniu Rozporządzenia 2017/2195. PSE nie przystąpiły jeszcze do żadnej z platform wymiany energii bilansującej, dlatego też obecnie PSE wykorzystują wyłącznie produkty lokalne oparte na ofertach zintegrowanego procesu grafikowania zgłaszanych przez poszczególnych DUB.

W odniesieniu do art. 18(6)a i art. 18(6)c Rozporządzenia 2017/2195 definicję odpowiedzialności za bilansowanie dla każdej linii transgranicznej opracowano w taki sposób, aby uniknąć jakichkolwiek luk lub dublowania się odpowiedzialności za bilansowanie spoczywającej na różnych uczestników rynku świadczących usługi w ramach tej linii. Każdy uczestnik rynku bilansującego jest POB, natomiast obszar niezbilansowania jest definiowany na poziomie jednostki grafikowej. Jedynym podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie połączeń z systemami przesyłowymi innych operatorów są PSE i ponoszą pełną odpowiedzialność za ich bilansowanie.

W odniesieniu do art. 18(6)d Rozporządzenia 2017/2195 każdy POB jest zobowiązany dostarczyć przyłączającemu OSP informacje o umowach sprzedaży energii zawartych na poziomie jednostki grafikowej z innymi POB oraz zobowiązany jest dostarczyć dane pomiarowe dla każdej jednostki grafikowej POB.

W odniesieniu do art. 18(6)g Rozporządzenia 2017/2195 określa się jedną cenę niezbilansowania dla całego obszaru grafikowania, dlatego obszar ceny niezbilansowania jest równy obszarowi grafikowania.

W odniesieniu do art. 18(6)e, 18(7)a, 18(7)c, 18(8)a i 18(8)b Rozporządzenia 2017/2195 proces zintegrowanego grafikowania w Polsce rozpoczyna się w dobie poprzedzającej dostawę energii elektrycznej i oferty w ramach tego procesu są składane przez poszczególnych DUB nie później niż do godziny 14:30 w dobie poprzedzającej dostawę energii elektrycznej. Złożenie oferty w ramach zintegrowanego procesu grafikowania dla całej dostępnej mocy jest obowiązkowe dla wszystkich jednostek wytwórczych aktywnie uczestniczących w rynku bilansującym. Poszczególni DUB nie oferują niewykorzystanych mocy wytwórczych ani innych środków bilansujących po czasie zamknięcia bramki dla Międzyobszarowego Rynku Dnia Bieżącego. Niemniej jednak oferty w ramach zintegrowanego procesu grafikowania złożone w horyzoncie Rynku Dnia Następnego są obowiązujące również w horyzoncie dnia bieżącego. W odniesieniu do art. 18(5)j i 18(6)f, rozliczenia usług bilansujących i energii niezbilansowania są przeprowadzane dla każdej dekady miesiąca. Dane dotyczące wstępnych rozliczeń są dostępne w dobie d+1, a ostateczne w dobie d+4. Korekta rozliczeń jest możliwa w następujących miesiącach: m+2, m+4, m+15.

Druga główna część Sprawozdania

Druga główna część Sprawozdania przedstawia analizę mechanizmu zapewniania rezerw mocy, która obejmuje:

1. Analizę procesu określania wielkości rezerwy mocy, w tym uzasadnienie i wyjaśnienie dotyczące obliczonych wymogów rezerwy mocy zgodnie z art. 60(2) b Rozporządzenia 2017/2195.

Rezerwy mocy określane są dla: Planu Koordynacyjnego Roczego (18%), Planu Koordynacyjnego Miesięcznego (17%), Bilansu Techniczno-Handlowego Dobowego (14%) oraz Planu Koordynacyjnego Dobowego (9%).

2. Analizę optymalnego zapewniania rezerwy mocy, w tym uzasadnienie i wyjaśnienie dotyczące wolumenu mocy bilansującej zgodnie z art. 60(2)c Rozporządzenia 2017/2195.

Ze względu na łączne pozyskiwanie energii i rezerw w ramach zintegrowanego procesu grafikowania, który ma miejsce po zamknięciu rynku giełdowego, zasoby świadczące rezerwy nie są wykluczone z rynku energii. Ponadto łączne pozyskiwanie energii i rezerw w ramach procesu ko-optimalizacji zapewnia optymalne wykorzystanie dostępnych zasobów w celu pozyskania energii i zapewnienia wymaganego poziomu rezerw.

3. Wyjaśnienie i uzasadnienie zakupu mocy bilansującej bez wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw zgodnie z art. 60(2)f Rozporządzenia 2017/2195.

Ze względu na brak kontraktacji mocy bilansującej PSE nie zakupują mocy bilansującej, w związku z czym nie ma potrzeby przedstawiania wyjaśnień dotyczących jej zakupu bez wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw.

4. Analizę możliwości wymiany mocy bilansującej i współdzielenia rezerw zgodnie z art. 60(2)e Rozporządzenia 2017/2195.

PSE nie kontraktują mocy bilansującej. Współdzielenie rezerw mocy PSE z sąsiednimi OSP byłoby nieefektywne ze względu na znaczną niepewność wynikającą z braku wystarczająco skoordynowanego mechanizmu alokacji zdolności przesyłowych w regionie Europy kontynentalnej. Niegrafikowe przepływy mocy z Niemiec przez Polskę, Czechy i Słowację w kierunku Austrii, będące konsekwencją zamkniętej sieci przesyłowej w Europie Środkowej, skutkują brakiem możliwości współdzielenia rezerw mocy ze względu na dynamiczny charakter nieplanowych przepływów kołowych i w związku z tym brak możliwości zapewnienia z wyprzedzeniem dostępności zdolności przesyłowych w celu dostarczania energii elektrycznej ze współdzielonych rezerw. Ponadto z uwagi na fakt, że PSE w ramach zintegrowanego procesu grafikowania, pozyskują rezerwy mocy z wyprzedzeniem jednej doby, podczas gdy sąsiedni OSP robią to w dłuższym horyzoncie czasowym, możliwość podziału rezerw jest bardzo ograniczona. Pomimo braku współdzielenia rezerw, w sytuacji nagłej potrzeby, PSE są w stanie dostarczyć energię do sąsiednich OSP wykorzystując międzyoperatorskie mechanizmy operacyjne, np. Agreed Supportive Power / Emergency Deliveries.

Trzecia główna część Sprawozdania

Trzecia główna część Sprawozdania zawiera analizę mechanizmu aktywacji i rozliczania energii bilansującej. Analiza składa się z trzech punktów, które obejmują:

1. Analizę skuteczności funkcji optymalizacji aktywacji w odniesieniu do energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości oraz w stosownych przypadkach w odniesieniu do energii bilansującej z rezerw zastępczych zgodnie z art. 60(2)g Rozporządzenia 2017/2195.

PSE stosują skuteczne środki planowania pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), które obejmują systemy informatyczne umożliwiające bezpieczną pod względem technicznym i optymalną pod względem ekonomicznym pracę tego systemu. Stosowane przez PSE rezerwy mocy pierwotna, wtórna i trójna umożliwiają reagowanie w adekwatny sposób do zmieniających się uwarunkowań wpływających na funkcjonowanie KSE. Wykonywane przez PSE czynności regulacyjne częstotliwości i rozpyłów mocy, w szczególności w liniach połączeń transgranicznych wynikają z potrzeby równoważenia podaży i popytu na energię elektryczną oraz dotrzymywania warunków umów handlowych.

2. Analizę zgodności rozliczeń energii bilansującej i niezbilansowania z wymogami ustanowienia wytycznych dotyczących bilansowania energii elektrycznej zgodnie z art. 44(1) Rozporządzenia 2017/2195.

System wyceny i rozliczeń w obszarze Rynku Bilansującym oparty jest na cenach marginalnych i dlatego właściwie odzwierciedlają sytuację niezbilansowania i wartość energii elektrycznej w czasie rzeczywistym. W związku z tym stanowią one zachętę dla podmiotów uczestniczących w Rynku Bilansującym do zbilansowania systemu i podejmowania działań w celu przywrócenia bilansu systemu. Mechanizm marginalnego ustalania cen poprzez rozliczanie usług po cenie najdroższej przyjętej oferty motywuje również uczestników Rynku Bilansującego do zachowania się zgodnie z zasadami konkurencji poprzez tworzenie zachęt do składania ofert opartych na krótkoterminowych marginalnych kosztach wytwarzania oraz do oferowania usług bilansujących na Rynku Bilansującym. Rozliczenia są również neutralne finansowo dla PSE, jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie podaży i popytu na energię w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym i współpracę z zagranicznymi systemami elektroenergetycznymi, a także stanowią zachęty dla PSE do wywiązywania się z obowiązku zapewnienia wymaganego poziomu rezerw. Ponieważ ceny marginalne stosowane są przez większość OSP w Europie i przewidziane są do rozliczeń energii bilansującej wymienianej w ramach europejskich platform wymiany energii bilansującej, mechanizm stosowany przez PSE powinien umożliwiać stosunkowo łatwą harmonizację mechanizmów rozliczania niezbilansowania.

3. Dodatkowe mechanizmy rozliczeniowe odrębne od rozliczenia niezbilansowania zgodnie z art. 44(3) Rozporządzenia 2017/2195.

Obecnie na polskim Rynku Bilansującym nie stosuje się dodatkowego mechanizmu rozliczeń odrębnego od rozliczania niezbilansowania na potrzeby rozliczenia kosztów zakupu mocy bilansującej, kosztów administracyjnych i innych kosztów związanych z bilansowaniem. Brak tego mechanizmu jest związany z faktem, że PSE nie pozyskują mocy bilansującej.

II. Podstawowe zasady funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce

1. Rynek energii elektrycznej i Rynek Bilansujący w Polsce

Polski hurtowy rynek energii elektrycznej składa się z segmentu kontraktowego, giełdowego i bilansującego. Dobowo-godzinowy Rynek Bilansujący w Polsce funkcjonuje od września 2001 roku a jego celem jest równoważenie energii elektrycznej wytworzonej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym z zapotrzebowaniem odbiorców na energię elektryczną oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi w celu zapewnienia ciągłości i właściwej jakości dostaw energii. Rynek Bilansujący w Polsce umożliwia domknięcie krajowego bilansu energii w systemie elektroenergetycznym. Uczestnicy Rynku Bilansującego posiadają możliwość zakupu lub sprzedaży energii elektrycznej w celu zbilansowania własnej pozycji. Zakup lub sprzedaż energii na Rynku Bilansującym przeprowadzane są gdy ilość zakontraktowanej energii elektrycznej na rynku giełdowym lub na rynku kontraktów bilateralnych jest zbyt mała lub zbyt duża w stosunku do zapotrzebowania. Podmiotem odpowiedzialnym za zapewnienie infrastruktury technicznej dla Rynku Bilansującego i zarządzanie nim jest Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego (OSP). Polski Rynek Bilansujący oparty jest na Modelu Centralnego Dysponowania, którym OSP odpowiada za dobór i dysponowanie mocą jednostek JWCD. Rola Operatora Sytemu Przesyłowego w Polsce powierzona jest Polskim Sieciom Elektroenergetycznym S.A. Rynek Bilansujący w Polsce obejmuje swoim działaniem sieć przesyłową o napięciach 400 kV i 220 kV, punkty przyłączenia wytwórców posiadających jednostki centralnie dysponowane do sieci rozdzielczej o napięciu 110 kV oraz punkty w sieci dystrybucyjnej, do której przyłączone są sterowalne odbiory energii. Do uczestników Rynku Bilansującego zalicza się dostawców usług bilansujących (DUB - ang. BSP – *Balancing Service Providers*), podmioty odpowiedzialne za bilansowanie (POB - ang. BRP – *Balance Responsible Parties*), operatorów systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych w zakresie zakupu energii elektrycznej w celu pokrywania strat w ich sieciach. Prawidłowe funkcjonowanie Rynku Bilansującego jest możliwe dzięki pozyskiwaniu przez PSE S.A. informacji o transakcjach zawartych na rynku giełdowym i bilateralnym oraz danych handlowych i technicznych dotyczących poszczególnych jednostek wytwórczych i odbiorczych zgłaszanych przez uczestników Rynku Bilansującego. Dane handlowe dotyczą zgłoszonych Umów Sprzedaży Energii oraz ofert bilansujących, a dane techniczne przedstawiają charakterystyki uruchomienia i techniczne możliwości zmiany punktów pracy (rampa) poszczególnych jednostek. Zgłaszane do OSP Umowy Sprzedaży Energii oraz oferty bilansujące są wykorzystywane przez OSP w procesie planowania i prowadzenia ruchu.

2. Zadania Operatora Systemu Przesyłowego

Operator Systemu Przesyłowego w Polsce zobowiązany jest do jak najpełniejszej realizacji zawartych umów handlowych przez podmioty działające w ramach poszczególnych segmentów rynku z uwzględnieniem wszystkich ograniczeń technicznych wynikających z produkcji i przesyłu energii elektrycznej. Dodatkowym zobowiązaniem nałożonym na PSE S.A. jest bilansowanie w czasie rzeczywistym różnic pomiędzy podażą energii, która wynika z zawartych umów, a aktualnym zapotrzebowaniem odbiorców. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. w ramach mechanizmu bilansującego planują pracę systemu elektroenergetycznego i sterują jego pracą na podstawie ofert cenowych zgłaszanych przez właścicieli źródeł wytwórczych oraz sterowalnych odbiorów. Koszty związane

z bilansowaniem zapotrzebowania odbiorców, które są ponoszone przez polskiego OSP są przenoszone na poszczególnych uczestników rynku bilansującego. Koszty zarządzania ograniczeniami przenoszone są w taryfie PSE S.A. na użytkowników systemu. Procesami zachodzącymi cyklicznie w prowadzonym przez PSE S.A. mechanizmie bilansowania są:

- Faza planowania obejmująca przyjmowanie Umów Sprzedaży Energii i ofert bilansujących oraz prognozowanie zapotrzebowania, a następnie opracowywanie na ich podstawie planów PKD i BPKD.
- Faza sterowania pracą KSE w czasie rzeczywistym w odpowiedzi na zmiany zachodzące w KSE.
- Faza rozliczania obejmująca określenie i weryfikację ilości energii oraz dokonywanie rozliczeń finansowych.

Niezawodność pracy KSE i tym samym niezawodność dostaw energii elektrycznej o wymaganej jakości jest wynikiem ciągłego równoważenia wytwarzania energii i zapotrzebowania na nią. Równoważenie dostaw realizowane jest z wykorzystaniem ofert bilansujących, na podstawie których wysyłane są bieżące punkty pracy (BPP) do jednostek graficznych, oraz regulatora LFC. Środkami wspomagającymi ten proces są dostępne dla OSP usługi systemowe. Z punktu widzenia regulacji mocy i częstotliwości w systemie, do najważniejszych należą:

- rezerwy utrzymania częstotliwości (FCR - ang. *Frequency Containment Reserve*), aktywowane w ramach regulacji pierwotnej;
- rezerwy odbudowy częstotliwości, (FRR - ang. *Frequency Restoration Reserve*), aktywowane w ramach regulacji wtórnej;
- rezerwy zastępcze (RR - ang. *Replacement Reserve*), aktywowane w ramach regulacji trójnej poprzez zmianę bieżących punktów pracy jednostek graficznych.

Szczegóły dotyczące typów stosowanych przez PSE S.A. rezerw zamieszczone są w punkcie III.1 i IV.1.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. w ramach planowania dobowego opracowują i publikują Wstępny Plan Koordynacyjny Dobowy (WPKD), Plan Koordynacyjny Dobowy (PKD) i Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy (BPKD). Plan WPKD dla doby dostawy sporządzany jest na podstawie aktualnej wersji Bilansu Techniczno-Handlowego Dobowego oraz danych uzyskiwanych w trybie operatywnym podczas prowadzenia ruchu KSE. Plan WPKD przygotowywany jest raz na dobę, obejmując wszystkie godziny doby dostawy, jest sporządzany i publikowany do godziny 16:00 na dwie doby przed dostawą i nie jest aktualizowany. Plan PKD przygotowywany jest na podstawie Przyjętych Ofert Bilansujących. Plan PKD dla doby dostawy sporządzany jest raz na dobę, obejmując wszystkie godziny doby dostawy, jest sporządzany i publikowany do godziny 17:00 na dobę przed dostawą i nie jest aktualizowany. Wersja podstawowa planu BPKD na dobę dostawy sporządzana jest codziennie jednorazowo, bezpośrednio po sporządzeniu planu PKD w dobie poprzedzającej dostawę i nie uwzględnia zdarzeń mających wpływ na zmianę wielkości przyjętych do planu PKD. Kolejne wersje planu BPKD tworzone są w dobie poprzedzającej dostawę i w dobie dostawy jeżeli zarejestrowano zdarzenia mające wpływ na zaplanowane wielkości w aktualnej wersji planu BPKD. Wersja podstawowa jest sporządzana i udostępniana do godziny 17:30 w dobie poprzedzającej dostawę i każda kolejna zaktualizowana wersja planu BPKD – po jej sporządzeniu udostępniana jest, nie później niż 15 minut przed rozpoczęciem okresu obowiązywania wersji zaktualizowanej.

Plany PKD i BPKD mają charakter realizacyjny w przeciwieństwie do Bilansu Techniczno-Handlowego Dobowego i planu WPKD. Zadanie opracowywania przez OSP, w cyklach dobowych, planu PKD stanowi najważniejszy element planowania Rynku Bilansującego. Plany koordynacyjne tworzone przez PSE określają sposób pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE.

Podstawowym obiektem Rynku Bilansującego jest jednostka grafikowa definiowana przez miejsca dostarczania energii rynku bilansującego oraz jednoznacznie przypisana do dokładnie jednego Uczestnika Rynku Bilansującego. Każda jednostka grafikowa uczestnicząca w sposób aktywny w Rynku Bilansującym, biorąc udział w bilansowaniu systemu oraz zarządzaniu ograniczeniami systemowymi, jest uwzględniana w zadaniu optymalizacyjnym rozdziału obciążeń podczas tworzenia planów PKD oraz BPKD.

Każda jednostka grafikowa jeżeli nie określono inaczej w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej uczestniczy na Rynku Bilansującym w następujących procesach:

- zgłaszanie do OSP zawartych Umów Sprzedaży Energii;
- zgłaszanie do OSP Ofert Bilansujących;
- bilansowanie generacji z zapotrzebowaniem na energię elektryczną w obszarze Rynku Bilansującego na podstawie algorytmów optymalizacji;
- działania dostosowawcze mające na celu uwzględnienie ograniczeń systemowych;
- rozliczanie Rynku Bilansującego w zakresie Ofert Bilansujących i odchyleń od planowanych ilości dostaw energii.

Jednym z wykorzystywanych przez PSE S.A. narzędzi wsparcia procesu decyzyjnego jest algorytm rozdziału obciążeń, który funkcjonuje w ramach modułu informatycznego LPD (ang. *Linear Programming Dispatch*). Działanie tego algorytmu zapewnia dobór jednostek JWCD na podstawie danych handlowych i technicznych zgłoszonych w Ofertach Bilansujących z uwzględnieniem ograniczeń systemowych. Wynikiem działania tego algorytmu są informacje umożliwiające opracowanie planu PKD, który określa plan pracy jednostek JWCD na każdą z 24 godzin planowanej doby handlowej. Plan pracy tych jednostek wytwórczych uwzględnia zbilansowanie dobowej prognozy zapotrzebowania (na moc i energię elektryczną) i występujące w KSE ograniczenia systemowe, w tym wymagane rezerwy mocy.

Proces zgłaszania danych handlowych i technicznych dotyczy jednostek grafikowych operatorów handlowych i operatorów handlowo-technicznych. Umowy Sprzedaży Energii zawierają informacje o wolumenie energii sprzedanej i zakupionej dla każdej godziny doby dostawy energii. Dla każdej godziny doby dostawy określana jest pozycja kontraktowa wyznaczana dla jednostek grafikowych uczestników Rynku Bilansującego. Pozycja kontraktowa deklarowana w dobie D-1 wynika ze zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii. W odniesieniu do jednostek grafikowych aktywnych zgłaszane są Umowy Sprzedaży Energii i oferty bilansujące odwzorowujące uwarunkowania techniczne i handlowe zmiany pozycji kontraktowej. Energia oferowana w ofertach bilansujących posiada formę pasmową, co pozwala na zachowanie elastyczności w powiązaniu Umów Sprzedaży Energii z potencjałem produkcyjnych uczestniczących jednostek grafikowych. Dla każdej jednostki grafikowej może zostać zgłoszonych maksymalnie 10 pasm dla każdej godziny. Dodatkowe informacje dotyczące grafikowania zamieszczono w charakterystyce zintegrowanego procesu grafikowania zamieszczonego w punkcie II.4 sprawozdania.

Podstawowymi danymi wejściowymi do tworzenia planu PKD są dane o przewidywanym stanie KSE oraz zgłoszone Umowy Sprzedaży Energii i oferty bilansujące. Przewidywany

stan KSE odzwierciedlany jest w danych posiadanych przez PSE S.A. w zakresie dyspozycyjności, ubytków remontowych i eksploatacyjnych oraz możliwości regulacyjnych poszczególnych jednostek JWCD, prognozowanego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE, planów lub prognoz produkcji jednostek nie będących jednostkami JWCD, planu wymiany międzysystemowej, stanu KSE w każdym podstawowym okresie handlowym doby poprzedzającej dobę dostawy, występujących w KSE ograniczeń systemowych.

Prognoza zapotrzebowania na moc i energii elektryczną w KSE stanowi jedną z najważniejszych danych opracowywanych przez PSE S.A. Prognoza ta jest parametrem niedeterministycznym, który jest obciążony błędem wynikającym ze swojej losowej natury. W związku z powyższym proces planowania poziomu wytwarzania jednostek graficznych uczestniczących w pokrywaniu zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE jest połączony z procesem opracowywania prognozy zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, której niedokładność może skutkować koniecznością bieżącego bilansowania pracy KSE, zapewnieniem minimalizacji kosztów pracy KSE (tym samym kosztów wytwarzania jednostek graficznych) w wyniku działania algorytmu rozdziału obciążeń przy jednoczesnym spełnieniu ograniczeń systemowych.

3. Warunki bilansowania dla dostawców usług bilansujących i podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie (Art. 18(5-7)).

W niniejszym punkcie zostały opisane podstawowe warunki działania dostawców usług bilansujących i podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie na rynku bilansującym w Polsce zgodnie z wymaganiami Art. 18 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (dalej: Rozporządzenie EBGL).

Artykuł 18(5) Rozporządzenia EBGL – Kwalifikowanie dostawców usług bilansujących

• Artykuł 18(5) lit. a:

Zasady dotyczące procesu kwalifikowania dostawcy usług bilansujących na podstawie Art. 16.

Dostawcy usług bilansujących kwalifikowani są na podstawie:

- Wypełniania wymagań technicznych dla układów regulacji pierwotnej, wtórnej i trójnej oraz automatycznych układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych.
- Przejścia testów odbiorczych sprawdzających zdolność jednostek wytwórczych do pracy w regulacji pierwotnej i wtórnej.
- Wypełnienia wymagań wobec systemów operatywnej współpracy z elektrowniami.
- Wypełnienia wymagań wobec systemów regulatora centralnego i systemu monitorowania parametrów pracy.

Urządzenia do regulacji pierwotnej, w jednostkach wytwórczych biorących udział w regulacji pierwotnej, powinny:

- spełniać wymagania dotyczące czasu reakcji po zmianie częstotliwości w czasie nie dłuższym niż 30 sekund;
- być zdolne do wyzwolenia bardzo szybkiej zmiany mocy regulacyjnej pierwotnej dostępnej w całym paśmie mocy regulacyjnej jednostki wytwórczej wraz z brzegowymi zapasami regulacji,

- wykazywać założoną nieczułość,
- wypełniać założenia dla częstości wykonywania pomiaru częstotliwości,
- umożliwiać dokonywanie korekty częstotliwości w układzie regulacji mocy,
- umożliwiać regulację prędkości obrotowej i mocy w sposób zapewniający stabilną pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) przy występowaniu zakłóceń,
- umożliwiać blokowanie działania regulacji pierwotnej poprzez ustawienie strefy martwej bez eliminacji sygnału korekcji mocy od częstotliwości.

W odniesieniu do bloków gazowo-parowych dopuszcza się, aby regulacja pierwotna i wtórna była realizowana tylko przez turbozespół gazowy.

Regulacja wtórna jest realizowana w ramach centralnego systemu automatycznej regulacji częstotliwości i mocy poprzez regulator centralny i współpracujące z nim jednostki wytwórcze elektrowni odpowiadające na zmianę indywidualnych sygnałów sterujących, wymuszających zmianę mocy w torze regulacji wtórnej. Jednostki wytwórcze biorące udział w regulacji wtórnej powinny spełniać następujące wymagania dla współpracy z regulatorem centralnym:

- Zdolność do wyzwolenia zmian mocy regulacyjnej wtórnej podążającej za sygnałami sterującymi w założonym zakresie regulacji.
- Dostępność pasma (zakresu) mocy regulacyjnej dla sygnałów sterujących powinna być zapewniona w całym paśmie mocy regulacyjnej jednostki wytwórczej od mocy minimalnej do mocy osiągalnej.
- Realizacja regulacji wtórnej (w całym zakresie regulacji) na jednostce wytwórczej powinna odbywać się ze stałym gradientem uzgodnionym z Operatorem Systemu Przesyłowego (OSP). Pełna aktywacja zakresu regulacji powinna być realizowana w czasie 5 minut, przy czym zmiana powinna odbywać się gradientem mocy w torze regulacji wtórnej wynoszącej 1% mocy znamionowej odniesionej do mocy minimalnej. Szczegółowe wymagania i sposób ich realizacji wymagają uzgodnienia z OSP.
- Przy współpracy regulacji wtórnej z regulacją pierwotną, na tle zmian mocy podążających za zmianami sygnałów regulacji wtórnej powinny być spełnione także wymagania określone dla regulacji pierwotnej.

Regulacja trójna, jako zdalne zadawanie obciążenia bazowego jednostki wytwórczej realizowane jest przez jednostki wytwórcze elektrowni ciepłych, odpowiadające na zmianę wartości Bieżącego Punktu Pracy, w ramach planu BPKD przesyłanego poprzez regulatora centralnego lub System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami. Sposób dystrybucji obciążeń bazowych określa OSP.

Niezależnie od sposobu realizacji obciążenia bazowego na jednostce wytwórczej wymagane jest spełnienie warunków dotyczących:

- zgodności Bieżących Punktów Pracy obowiązujących w planie BPKD,
- zachowania możliwości rozłącznej pracy regulacji pierwotnej i wtórnej sygnałami sterującymi oraz trójnej,
- wypełnienia wymagań dla regulacji pierwotnej, wtórnej i trójnej w przypadku łącznej pracy układów tych regulacji,
- wypełnienia warunku braku ograniczania wymaganej wielkości gradientu mocy wynikającej z realizacji regulacji wtórnej wobec przyjętej maksymalnej wielkości

gradientu zmian mocy w zakresie zmian mocy bazowej z wykorzystaniem Bieżącego Punktu Pracy,

- dobierania dopuszczalnego zakresu pracy jednostki wytwórczej przy załączonych układach regulacji pierwotnej i wtórnej w sposób skutkujący brakiem pracy jednostki wytwórczej w zaniżeniu lub w przeciążeniu, zachowaniem wymagań stawianym układom regulacji pierwotnej i wtórnej i uzyskania akceptacji OSP w przypadku wystąpienia konieczności jakichkolwiek ich zmian i modyfikacji.

Wytwórcy zobowiązani są do przeprowadzania odbiorów technicznych obiektowych układów realizujących regulację pierwotną i wtórną w przypadkach:

- uruchamiania nowych obiektowych układów regulacji,
- modernizacji istniejących układów regulacji,
- zmian struktury lub algorytmu układów regulacji,
- zmian sprzętowych w układach regulacji,
- zmian zakresu regulacji lub zakresu mocy jednostki wytwórczej regulowanego obiektowymi układami regulacji,
- modernizacji jednostki wytwórczej, której efekty mogą mieć wpływ na jakość regulacji,
- zmian w algorytmach lub w strukturach układów automatycznej realizacji Bieżącego Punktu Pracy,
- zmian procedury zadawania trybu pracy jednostki wytwórczej w ramach systemów operatywnej współpracy z elektrowniami,
- zmian wynikających z przeprowadzenia remontu kapitałowego.

Testy i pomiary dla przypadków wymienionych powyżej przeprowadzane są przez niezależną firmę ekspercką, uzgodnioną z OSP, według programu uzgodnionego z OSP. Odbiory techniczne obiektowe na obiektach wytwórców realizujących regulację pierwotną i wtórną zgłaszane są do OSP z 14-dniowym wyprzedzeniem, organizowane są przez Wytwórcę i odbywają się przy współudziale OSP. Operator Systemu Przesyłowego posiada prawo do zarządzenia przeprowadzenia testów sprawdzających w innych niż wymienione wyżej przypadkach w sytuacji stwierdzenia przez niego działania układów regulacji w sposób niezgodny z zasadami określonymi w protokołach odbiorów regulacji lub w przypadku zidentyfikowania przez OSP braku gotowości danej jednostki wytwórczej do regulacji. W każdej sytuacji koszty przeprowadzenia testów pokrywane są przez Wytwórcę. Operator Systemu Przesyłowego zastrzega sobie prawo do przeprowadzenia, na własny koszt, innych niż wcześniej wymienione testów, mających za zadanie weryfikację spełnienia wymagań stawianych jednostkom wytwórczym.

Łączność i wymiana danych pomiędzy OSP i elektrowniami odbywa się za pomocą Systemu Operatywnej Współpracy z Elektrowniami. Operator Systemu Przesyłowego stawia wymagania dotyczące łączności i transmisji danych oraz wymagania dotyczące protokołów i standardów. Łączność i transmisja danych odbywa się za pomocą redundantnych łączy od użytkownika systemu do punktów styku sieci teletransmisji OSP, w tym w oparciu o mechanizmy sieciowe protokołu TCP/IP. Operator Systemu Przesyłowego dopuszcza możliwość stosowania rezerwowego łącza pod postacią bezpośredniego dostępu do systemu centralnego poprzez łącza modemowe (dial-up).

Podsystem transmisji danych OSP zapewnia komunikację w protokole TCP/IP z każdym serwerem Systemu Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (w elektrowni) z gwarantowaną przepustowością co najmniej 64 kb/s dla każdego kanału i posiada stały adres IP, a także udostępnione porty komunikacyjne. Podsystemy transmisji danych w elektrowniach muszą zapewniać gwarantowaną komunikację w protokole TCP/IP pomiędzy każdym serwerem Systemu Operatywnej Współpracy z Elektrowniami (w elektrowni) a systemem centralnym Systemem Operatywnej Współpracy z Elektrowniami z przepustowością 64 kb/s. Podsystem transmisji danych u OSP zapewnia niezawodną i bezpieczną transmisję danych pomiędzy elementami Systemu Operatywnej Współpracy z Elektrowniami poprzez wydzielenie podsieci transmisyjnej stosowanej wyłącznie dla potrzeb Systemu Operatywnej Współpracy z Elektrowniami. Szczegółowe wymagania, z uwzględnieniem wymogów bezpieczeństwa, wobec sprzętu, oprogramowania narzędziowego i systemowego systemów łączności i transmisji danych dedykowanych elektrowniom publikowane są na witrynie internetowej OSP.

Operator Systemu Przesyłowego stawia również wymagania wobec systemów regulatora centralnego i monitorowania parametrów pracy. Stosowne wymagania, analogicznie jak w przypadku Systemu Operatywnej Współpracy z Elektrowniami, podzielone są na wymagania dotyczące łączności i transmisji danych oraz protokołów i standardów. Wymiana danych odbywa się za pomocą łącza podstawowego od użytkownika systemu wymiany do punktu styku sieci teletransmisji OSP, w tym mechanizmy sieciowe oparte na protokole TCP/IP.

Podsystem transmisji danych u OSP zapewnia gwarantowaną komunikację w protokole TCP/IP pomiędzy każdym serwerem regulatora centralnego lub Systemu Monitorowania Parametrów Pracy z przepustowością co najmniej 64 kb/s dla każdego kanału i posiada stały adres IP, a także udostępnione porty komunikacyjne.

Podsystemy transmisji danych w elektrowniach muszą zapewniać gwarantowaną komunikację w protokole TCP/IP pomiędzy serwerem węzła lokalnego Systemu Monitorowania Parametrów Pracy a serwerem centralnym regulatora centralnego lub Systemem Monitorowania Parametrów Pracy z przepustowością co najmniej 64 kb/s.

Podsystem transmisji danych u OSP zapewnia niezawodną i bezpieczną transmisję danych pomiędzy serwerami systemu regulatora centralnego lub Systemu Monitorowania Parametrów Pracy poprzez wydzielenie podsieci transmisyjnej stosowanej wyłącznie dla potrzeb systemu regulatora centralnego lub Systemu Monitorowania Parametrów Pracy.

Operator Systemu Przesyłowego przekazuje zainteresowanym podmiotom szczegółowe wymagania wobec sprzętu, oprogramowania narzędziowego i systemowego systemów regulatora centralnego lub Systemu Monitorowania Parametrów Pracy.

Wymagania OSP dotyczące protokołów i standardów przedstawiają się w sposób następujący:

- Przesyłanie danych realizowane jest za pomocą protokołu ICCP/TASE.2 (bloki 1, 2 i 5) opartego na protokole TCP/IP zgodnie z normami: IEC 870-6-503, IEC 870-6-802, IEC 870-6-702, ISO/IEC 9506, zaś uzupełnianie danych archiwalnych odbywa się z wykorzystaniem protokołu https.
- Szczegółową specyfikację rozwiązań dla lokalnych węzłów elektrowni i dopuszczonych do współpracy z systemem regulatora centralnego lub Systemem Monitorowania Parametrów Pracy OSP zamieszcza w specyfikacji technicznej dla węzłów lokalnych systemu regulatora centralnego lub Systemu Monitorowania Parametrów Pracy, którą udostępnia zainteresowanym podmiotom.

• Artykuł 18(5) lit. b:

Zasady, wymogi oraz terminy dotyczące zakupu i przekazania mocy bilansującej zgodnie z Art. 32, 33 i 34.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE S.A.) aktualnie nie zakupują mocy bilansującej w ramach Rynku Bilansującego. W związku z tym PSE S.A. uzyskały zwolnienie od obowiązku umożliwienia przekazywania mocy bilansującej decyzją Prezesa nr URE DDR.WRE 7128.13.2018.ŁW z dnia 7 sierpnia 2018 r.

• Artykuł 18(5) lit. c:

Zasady i warunki umożliwiające zagregowanym instalacjom odbiorczym, zakładom magazynowania energii oraz zakładom wytwarzania energii na danym obszarze grafikowym uzyskanie statusu dostawcy usług bilansujących.

Warunki uczestnictwa w bilansowaniu systemu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi określone przez PSE S.A. obejmują:

- warunki formalno-prawne dotyczące relacji umownych;
- warunki dla źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru, w tym zagregowanych źródeł wiatrowych;
- warunki dla aktywnego udziału sterowanych odbiorów energii w Rynku Bilansującym;
- warunki dla użytkowników systemu będących dostawcami usług bilansujących (DUB).

Każda Jednostka Grafikowa uczestnicząca w Rynku Bilansującym w sposób aktywny bierze udział w bilansowaniu systemu i zarządzaniu ograniczeniami systemowymi, czyli bilansuje zasoby KSE. W odniesieniu do jednostek tego typu realizowane są następujące działania:

- (1) Zgłaszanie do OSP zawartych Umów Sprzedaży Energii.
- (2) Zgłaszanie do OSP ofert bilansujących.
- (3) Uczestniczenie w bilansowaniu generacji z zapotrzebowaniem na energię elektryczną w obszarze Rynku Bilansującego.
- (4) Uczestniczenie w działaniach dostosowawczych mających na celu uwzględnienie ograniczeń systemowych.
- (5) Uczestniczenie w optymalizacji obciążenia zgodnie z Algorytmem Rozdziału Obciążeń podczas tworzenia planu PKD i planu BPKD.
- (6) Uczestniczenie w rozliczaniu Rynku Bilansującego w zakresie wykorzystania ofert bilansujących i odchyleń od planowanych ilości dostaw energii.

Uczestnicy Rynku Bilansującego mogą posiadać następujące typy jednostek aktywnych: Jednostkę Grafikową Wytwórczą aktywną, Jednostkę Grafikową Odbiorczą aktywną. Operator Sieci Przesyłowej określa Obszary Agregacji Źródeł Wiatrowych, dla potrzeb grupowania w Jednostce Grafikowej źródeł energii elektrycznej wykorzystujących siłę wiatru, jednakże nie dokonuje agregacji na potrzeby świadczenia usług bilansujących w ramach Rynku Bilansującego. Mechanizm agregacji instalacji odbiorczych na potrzeby świadczenia usługi redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP, wdrożony został w ramach Programów *Demand Side Response* uruchamianych z pominięciem obszaru Rynku Bilansującego.

Na obecną chwilę nie istnieje możliwość aktywnego uczestniczenia w świadczeniu usług bilansujących zakładów magazynowania energii, ani instalacji OZE, z zastrzeżeniem, możliwości świadczenia usług bilansowania przez jednostki wytwórcze spełniające definicję magazynowania energii elektrycznej, czyli elektrownie szczytowo-pompowe, które magazynują energię w postaci wody. Brak rozszerzenia zapisów na inne typy zakładów magazynowania energii i instalacje OZE, spowodowane jest nieuregulowanym ostatecznie stanem prawnym dotyczącym tych rodzajów dostawców usług bilansujących (DUB) oraz brakiem standardów technicznych dla dostarczanych przez nich usług bilansujących.

Operator Systemu Przesyłowego opracowuje zasady funkcjonowania nowego modelu Rynku Bilansującego, które mają na celu wypełnienie wymagań Rozporządzenia EBGL m.in. w zakresie możliwości uzyskania statusu dostawców usług bilansujących (DUB) przez podmioty określone w Art.18(4) lit. b oraz lit. c. Rozporządzenia EBGL Wdrożenie nowego modelu rynku planowane jest na początek roku 2021.

• Artykuł 18(5) lit. d:

Wymogi dotyczące danych oraz informacji, jakie mają zostać dostarczone OSP przyłączającemu oraz w razie potrzeby OSD przyłączającemu rezerwy, w trakcie procesu kwalifikacji wstępnej oraz obsługi rynku bilansującego.

Podmiot będący potencjalnym dostawcą FCR lub FRR przesyła wypełnione zgłoszenie do kwalifikacji wstępnej do OSP. Zgłoszenie, udostępniane na witrynie internetowej PSE S.A, zawierać powinno również dokumentację potwierdzającą spełnienie wymagań:

- a) protokół z przeprowadzonych ze skutkiem pozytywnym testów w zakresie odpowiednio zdolności do świadczenia usługi rezerwy utrzymania częstotliwości (w ramach regulacji pierwotnej) lub usługi rezerwy odbudowy częstotliwości (w ramach regulacji wtórnej),
- b) protokół z przeprowadzonych ze skutkiem pozytywnym testów węzła lokalnego LFC,
- c) dokumentację techniczną w zakresie regulacji mocy czynnej i realizacji regulacji pierwotnej lub regulacji wtórnej, zawierający opis i schemat układu regulacji mocy i nadrzędnego układu regulacji mocy (w zależności od przyjętego rozwiązania technicznego) oraz opis trybów pracy jednostki wytwórczej w zakresie regulacji mocy czynnej w czasie normalnej pracy eksploatacyjnej.

Dodatkowe informacje dla procesu wstępnej kwalifikacji zamieszczone są w dokumencie Warunki Dotyczące Bilansowania (WDB) w Załącznikach 3 A-D.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. określają wymagania techniczne dla układów regulacji pierwotnej, wtórnej i trójnej oraz automatycznych układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych. Wykaz w powyższym zakresie zamieszczony jest w części 2.2.3.3.2.1. IRiESP (Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci). Realizacja wymagań we wspomnianym zakresie wymaga przeprowadzenia szczegółowych uzgodnień z PSE S.A.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. określają również zakres i przedmiot testów odbiorczych i sprawdzających zdolność jednostek wytwórczych do pracy w regulacji pierwotnej i wtórnej. Wykaz w powyższym zakresie zamieszczony jest w części 2.2.3.3.2.3. IRiESP (Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci). Testy i pomiary przeprowadza niezależna firma ekspercka, uzgodniona z OSP, według programu uzgodnionego z OSP.

Dane dostarczane do OSP w ramach obsługi rynku bilansującego obejmują:

- Zgłoszenia ofert na potrzeby zintegrowanego procesu grafikonowania (część handlowa i techniczna),
- Zgłoszenia umów sprzedaży energii,
- Zgłoszenia grafików wymiany międzysystemowej.

Szczegółowy zakres przekazywanych danych został zawarty w rozdziale 3 WDB, a techniczne wymagania dotyczące wymiany danych pomiędzy DUB, POB i OSP w rozdziale 5 WDB.

Wymiana informacji pomiędzy OSP a użytkownikami systemu może się odbywać: poprzez systemy teleinformatyczne, telefoniczne, drogą elektroniczną, faksem, listownie, poprzez publikację na stronie internetowej, poprzez udostępnienie do publicznego wglądu w siedzibie OSP. Do systemów teleinformatycznych służących do zbierania, przekazywania i wymiany informacji zalicza się:

- system wymiany informacji o rynku energii, system operatywnej współpracy z elektrowniami,
- system prowadzenia ruchu i sterowania pracą KSE (SCADA),
- system regulatora centralnego oraz system monitorowania parametrów pracy jednostek, centralny system pomiarowo-rozliczeniowy,
- centralny system automatycznej regulacji częstotliwości i mocy.

• Artykuł 18(5) lit. e:

Zasady i warunki przydzielania każdej oferty dotyczącej energii bilansującej od dostawcy usług bilansujących co najmniej jednemu podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie zgodnie z ust. 4 lit. d).

Każdy Uczestnik Rynku Bilansującego jest podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie (POB). Obszar niebilansowania jest definiowany dla poszczególnych Jednostek Grafikonowych i dla danej Jednostki Grafikonowej odpowiada zbiorowi Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego reprezentowanemu przez tą jednostkę. Każda oferta bilansująca związana z daną Jednostką Grafikonową jest więc przydzielana do POB, który

posiada daną JG i jest odpowiedzialny za jej bilansowanie. Podmiot ten jest jednocześnie dostawcą usług bilansujących wynikających z tej oferty.

Użytkownik systemu będący Odbiorcą Końcowym (Uczestnik Rynku Bilansującego będący Odbiorcą Końcowym) jest odpowiedzialny za bilansowanie handlowe swoich dostaw energii na Rynku Bilansującym, przy czym użytkownik taki będąc przyłączonym do podstawowego obszaru Rynku Bilansującego może umocować innego Uczestnika Rynku Bilansującego, który w ramach swojej Jednostki Grafikowej Odbiorczej będzie odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym.

Powyższe zasady stosuje się również w stosunku do Uczestnika Rynku Bilansującego posiadającego źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru przyłączone do podstawowego obszaru Rynku Bilansującego. Taki Uczestnik Rynku Bilansującego może umocować innego Uczestnika Rynku Bilansującego, który w ramach swoich zasobów wytwórczych będzie odpowiedzialny za bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym tych źródeł.

Zgodnie z procedurą rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych:

- OSP wyznacza wielkość deklarowanej ilości dostaw energii dla każdej Jednostki Grafikowej, w każdej godzinie;
- rozliczenia dotyczą każdego Uczestnika Rynku Bilansującego w odniesieniu wszystkich jego Jednostek Grafikowych.

- Artykuł 18(5) lit. f:
Wymogi dotyczące danych oraz informacji, jakie mają zostać dostarczone OSP przyłączającemu oraz w razie potrzeby OSD przyłączającemu rezerwy, w celu dokonania oceny świadczenia usług bilansujących zgodnie z Art. 154 ust. 1, Art. 154 ust. 8, Art. 158 ust. 1 lit. e), Art. 158 ust. 4 lit. b) oraz Art. 161 ust. 1 lit. f) i Art. 161 ust. 4 lit. b) rozporządzenia (UE) 2017/1485.

Operator Systemu Przesyłowego dla potrzeb prowadzenia ruchu tworzy plan BPKD, w ramach którego następuje rozłożenie i aktualizacja planowanego zapotrzebowania na moc, obciążenia godzinowego Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD), salda wymiany międzysystemowej i generacji z pozostałych jednostek wytwórczych na okresy 15-minutowe. Zaplanowane wartości obciążenia JWCD dla okresów 15-minutowych – czyli Bieżące Punkty Pracy - są przesyłane do wytwórców w ramach planu BPKD i wyznaczają średnie obciążenie bazowe brutto danej JWCD na każde 15 minut. Ocena świadczenia usług bilansujących przez DUB odbywa się na podstawie wyznaczonych przez OSP rzeczywistych dostaw energii na podstawie danych pomiarowych i została opisana w pkt. 4.2 WDB.

- Artykuł 18(5) lit. g:
Określenie lokalizacji każdego produktu standardowego oraz każdego produktu specyficznego, z uwzględnieniem ust. 5 lit. c).

Zgodnie z wyjaśnieniami przedstawionymi w pkt II.5 Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. nie wykorzystują produktów standardowych i specyficznych w rozumieniu Rozporządzenia EBGL. Ponieważ PSE S.A. nie przystąpiły jeszcze do żadnej z platform wymiany energii bilansującej w chwili obecnej polski OSP wykorzystuje jedynie produkty lokalne pozyskiwane w obszarze całego KSE, na które oferty zgłaszane są na poziomie Jednostek Grafikowych.

Obszar Rynku Bilansującego podzielony jest na podstawowy i rozszerzony. W obszarze Rynku Bilansującego funkcjonują obiekty tego rynku, do których zaliczane są również fizyczne Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego. W obszarze Rynku Bilansującego dla wspomnianych miejsc definiowany jest przez OSP Atrybut lokalizacji. Atrybut ten określa fizyczne miejsce w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego, będące węzłem lub grupą węzłów tej sieci, do którego przyłączeni są użytkownicy systemu reprezentowani w danym fizycznym Miejscu Dostarczania. Atrybut lokalizacji dla omawianych miejsc reprezentujących dostawy energii w odniesieniu do różnych użytkowników systemu przypisywany jest:

- Miejscom Dostarczania reprezentujących dostawy energii użytkowników systemu, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego.
- Miejscom Dostarczania reprezentujących dostawy energii przez źródła energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru.
- Miejscom Dostarczania reprezentujących dostawy energii dla sterowanych odbiorów energii Uczestników Rynku Detalicznego aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym.

• Artykuł 18(5) lit. h:

Zasady określania wolumenu energii bilansującej, która ma zostać rozliczona z dostawcą usług bilansujących zgodnie z Art. 45.

Zasady wyznaczania przez OSP wolumenu energii bilansującej, która ma zostać rozliczona z DUB są zawarte w punkcie 4.1 WDB (5.1 IRIESP) i obejmują one:

- a) Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Deklarowanych, będących deklarowanymi ilościami dostaw energii danej Jednostki Grafikowej.
- b) Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Zweryfikowanych dla poszczególnych rodzajów Jednostek Grafikowych, będących zweryfikowaną ilością dostaw energii danej Jednostki Grafikowej.
- c) Wyznaczanie Pozycji Kontraktowych Skorygowanych będących skorygowanymi ilościami dostaw energii danej Jednostki Grafikowej wyznaczanych na podstawie danych ustalonych w trakcie planowania pracy systemu elektroenergetycznego.

• Artykuł 18(5) lit. i:

Zasady rozliczenia dostawców usług bilansujących określone zgodnie z tytułem V rozdział 2 i 5.

Zasady rozliczenia dostawców usług bilansujących (DUB) określone przez OSP są zawarte w rozdziale 4 WDB (5 IRIESP). Procedury rozliczeń godzinowych na Rynku Bilansującym dotyczą:

- a) Wyznaczania ilości dostaw energii.
- b) Wyznaczania ilości energii wytwarzanej z powodu ograniczeń elektrownianych.
- c) Wyznaczania ilości energii awarii.
- d) Wyznaczania godzinowych cen rozliczeniowych w zakresie:
 - zasad wyznaczania wartości cen rozliczeniowych wymuszonej dostawy i wymuszonego odbioru energii elektrycznej;
 - zasad wyznaczania wartości jednostkowego kosztu uprawnień do emisji CO₂;
 - zasad wyznaczania cen rozliczeniowych odchylenia;
 - zasad wyznaczania ceny rozliczeniowej korekty pozycji kontraktowej;
 - zasad wyznaczania ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych;
 - zasad wyznaczania ceny rozliczeniowej energii awarii.
- e) Rozliczania zweryfikowanej ilości dostaw energii.
- f) Rozliczania skorygowanej ilości dostaw energii.
- g) Rozliczania rzeczywistej ilości dostaw energii;
- h) Rozliczania godzinowego wynikowego.
- i) Rozliczania kosztów realizacji dostaw energii na Rynku Bilansującym.

• Artykuł 18(5) lit. j:

Maksymalny okres na zakończenie rozliczenia energii bilansującej z dostawcą usług bilansujących zgodnie z Art. 45 w przypadku każdego danego okresu rozliczania niezbilansowania.

Okresem rozliczeniowym na Rynku Bilansującym jest dekada miesiąca kalendarzowego. Terminem płatności za dostawy energii na Rynku Bilansującym jest 25. dzień po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego.

W każdym miesiącu kalendarzowym występują trzy okresy rozliczeniowe. Przy czym trzecia dekada domyka miesiąc i może liczyć od 8 do 11 dni.

Rozliczenie Jednostek Grafikowych na Rynku Bilansującym jest realizowane w dwóch cyklach rozliczeniowych: dobowym i dekadowym. Przy czym rozliczenie dobowe jest w dwóch wersjach – w dobie $n+1$ jako wstępne i w dobie $n+4$ jako zatwierdzone. Tylko dane z rozliczenia zatwierdzonego są uwzględniane w rozliczeniu dekadowym.

Niezależnie od dobowych i dekadowych cykli rozliczeniowych na Rynku Bilansującym istnieje możliwość korygowania wykonanych wcześniej rozliczeń dekadowych. Służą do tego specjalne cykle rozliczeniowe nazywane korektą rozliczeń. Korekty rozliczeń są wykonywane w cyklach miesięcznych i odnoszą się do rozliczenia dekadowego poszczególnych Jednostek Grafikowych. Terminem płatności z tytułu korekty rozliczeń danej dekady jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty. Korekty rozliczeń są realizowane dla poszczególnych dekad w określonych miesiącach kalendarzowych, zawierających się w okresie korygowania. Po upływie terminu płatności ostatniego okresu korygowania, rozliczenia są uznawane jako ostateczne.

Rozliczenia dla dekad z danego miesiąca kalendarzowego są objęte okresem korygowania o długości 15 miesięcy. Korekta rozliczeń dla poszczególnych dekad miesiąca m jest wykonywana w miesiącach $m+2$, $m+4$ oraz $m+15$.

Okresem rozliczeniowym dla rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii wynikających z realokacji USE na JG wytwórczych aktywnych jest miesiąc kalendarzowy, a terminem płatności 22. dzień następnego miesiąca kalendarzowego. Rozliczenie dodatkowych kosztów wytwarzania energii jest realizowane w dwóch cyklach rozliczeniowych: dobowym i miesięcznym. Przy czym rozliczenie dobowe jest w dwóch wersjach – w dobie $n+1$ jako wstępne i w dobie $n+4$ jako zatwierdzone. Tylko dane z rozliczenia zatwierdzonego są uwzględniane w rozliczeniu miesięcznym.

Korekty rozliczeń są wykonywane w cyklach miesięcznych, do 15. dnia każdego miesiąca, i obejmują rozliczone miesiące, tzn. takie, dla których upłynął termin płatności. Korekta rozliczenia miesiąca m jest wykonywana w miesiącach $m+2$, $m+4$ oraz $m+15$. Po upływie okresu przewidzianego na korekty rozliczenia są uznawane jako ostateczne, chyba, że potrzeba dokonania późniejszej ich korekty wynika z zastosowania błędnych danych rozliczeniowych lub niepoprawnego ich przetworzenia, czego skutkiem było błędne wyznaczenie kwoty należności. Terminem płatności z tytułu korekty rozliczeń jest ostatni dzień miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty.

Jedynym źródłem danych do faktur są raporty handlowe albo raporty handlowe korygujące. Faktury za energię bilansującą wystawiają Uczestnicy Rynku Bilansującego lub OSP nie później niż 15. dnia po ostatnim dniu okresu rozliczeniowego (dekady). Faktury korygujące należy wystawić do 20. dnia miesiąca kalendarzowego, w którym dokonano korekty, tzn. sporządzono i opublikowano raport handlowy korygujący.

Raport handlowy korygujący jest udostępniany Operatorom Rynku przez OSP nie później niż 15. dnia każdego miesiąca kalendarzowego. W raporcie handlowym korygującym dla każdego korygowanego okresu rozliczeniowego są wyspecyfikowane: (i) numer okresu rozliczeniowego objętego korektą, (ii) wielkości rozliczeniowe korygowane (pierwotne) oraz (iii) wielkości rozliczeniowe po wprowadzeniu korekty. W przypadku, gdy należność za energię bilansującą jest ujemna fakturę wystawia druga strona ale już nie za energię bilansującą lecz za usługę przyjęcia energii bilansującej.

- Artykuł 18(5) lit. k:
Konsekwencje w przypadku niespełnienia warunków mających zastosowanie do dostawców usług bilansujących.

Operator Systemu Przesyłowego określa szereg zapisów wskazujących na konsekwencje, czy też sposób postępowania w przypadkach kiedy dostawcy usług bilansujących (DUB) nie spełniają lub nie dopełniają wszystkich warunków mających do nich zastosowanie. W przypadku stwierdzenia przez OSP naruszeń przez Uczestnika Rynku Bilansującego obowiązujących wymagań dochodzi do zgłoszenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacji o naruszeniu tych wymagań wraz z niezbędną dokumentacją. W przypadku stwierdzenia przez OSP niedotrzymania wymaganej wysokości dostępnego dla każdego Uczestnika Rynku Bilansującego Zabezpieczenia należytego wykonania Umowy Przesyłania w zakresie rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym, OSP posiada prawo do wstrzymania świadczenia usług przesyłania. W przypadku skorzystania przez OSP z prawa do braku przyjęcia Zgłoszenia aktualizacji cen, OSP przekazuje stosowne uzasadnienie i przekazuje je do Uczestnika Rynku Bilansującego oraz do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W przypadku braku przedłożenia lub odnowienia lub uzupełnienia przez Uczestnika Rynku Bilansującego Zabezpieczenia Zapotrzebowania na energię w obszarze Rynku Bilansującego wymaganego dla doby n , OSP ma prawo do cofnięcia obniżenia wymaganego Zabezpieczenia, prawo do wstrzymania świadczenia usług przesyłania z jednoczesnym ograniczeniem świadczenia usług przesyłania w zakresie przyjmowania do realizacji Zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii w kierunku sprzedaży energii elektrycznej i Zgłoszeń Grafików Wymiany Międzysystemowej dla kierunku eksportu energii elektrycznej, jeżeli Uczestnik Rynku Bilansującego jest jednocześnie Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej.

W przypadku naruszenia przez Uczestnika Rynku Bilansującego posiadającego Jednostkę Grafikową Źródeł Wiatrowych zasad i wymagań określonych w Warunkach dotyczących tego typu jednostek, OSP ma prawo wstrzymać świadczenie usług przesyłania w odniesieniu do tej jednostki tego Uczestnika Rynku Bilansującego, po uprzednim wezwaniu do usunięcia naruszenia, jeżeli naruszenie to nie zostanie usunięte w terminie do 14 dni od daty otrzymania przez tego Uczestnika pisemnego wezwania w tej sprawie. W przypadku, gdy dla danej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej nie zostanie dostarczone poprawne Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część techniczna, to jako obowiązujące w procesach planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń zostanie przyjęte ostatnie poprawne zgłoszenie, przysłane dla tej Jednostki Grafikowej.

W przypadku, gdy Zgłoszenie Oferty Bilansującej – część techniczna nie spełnia warunków stosownych warunków, jako obowiązujące w procesach planowania, prowadzenia ruchu i rozliczeń zostaje przyjęte ostatnie poprawne zgłoszenie, przysłane dla danej Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej.

Dostarczone do OSP Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii o Numerze Porządkowym Zgłoszenia równym lub mniejszym od nadanego Zgłoszeniu Umowy Sprzedaży Energii dostarczonemu wcześniej do OSP, nie jest przetwarzane przez OSP (nie podlega weryfikacji w ramach Rynku Bilansującego Dnia Bieżącego).

Weryfikacja poprawności Zgłoszenia Umowy Sprzedaży Energii, dokonanej dla danej Jednostki Grafikowej i danej doby handlowej, polega na sprawdzeniu danych zawartych w weryfikowanym Zgłoszeniu Umowy Sprzedaży Energii.

Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii dla danej Jednostki Grafikowej zostaje odrzucone w całości, tj. w zakresie wszystkich transakcji handlowych i wszystkich godzin doby handlowej w przypadku braku zgodności danych w Zgłoszeniu Umowy Sprzedaży Energii z zapisami w Umowie przesyłania Uczestnika Rynku Bilansującego.

Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii dla danej Jednostki Grafikowej zostaje odrzucone w zakresie tej transakcji handlowej i wszystkich godzin doby handlowej, których dotyczy ta transakcja w przypadku odnotowania braku niezgodności wskazanych powyżej danych i w przypadku odnotowania wstrzymania lub ograniczenia Uczestnikowi Rynku Bilansującego świadczenia usług przesyłania określonych w Umowie Przesyłania.

Zgłoszenie Umowy Sprzedaży Energii dla danej Jednostki Grafikowej zostaje odrzucone w zakresie tej godziny i tej transakcji handlowej w przypadku rozstrzygnięcia na korzyść Uczestnika Rynku Bilansującego dwóch pierwszych analizowanych parametrów i przy braku wypełniania warunków zgodności danych (kodu jednostki i kodu Operatora Rynku) w Zgłoszeniu Umowy Sprzedaży Energii z zapisami w Umowie przesyłania Uczestnika Rynku Bilansującego wskazanego w Zgłoszeniu Umowy Sprzedaży Energii jako reprezentującego partnera handlowego w ramach danej transakcji handlowej.

W odniesieniu do Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych w przypadku odrzucenia części handlowej Przyjętej Oferty Bilansującej przyjmowana jest przez OSP oferta zastępcza dla części handlowej tej oferty.

W odniesieniu do Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych i Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych w przypadku odrzucenia części handlowej Przyjętej Oferty Bilansującej przyjmowana moc minimalna ma wartość równą zero jeżeli oferowana moc minimalna nie spełnia stosownych warunków oraz przyjmowana moc maksymalna ma wartość równą mocy osiągalnej jeżeli oferowana moc maksymalna nie spełnia stosownych warunków.

Artykuł 18(6) Rozporządzenia EBGL – Warunki dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie

• **Artykuł 18(6) lit. a:**

Definicja odpowiedzialności za bilansowanie dla każdego połączenia opracowana w taki sposób, aby uniknąć jakichkolwiek luk lub dublowania się odpowiedzialności za bilansowanie spoczywającej na różnych uczestnikach rynku świadczących usługi w ramach tego połączenia.

Każdy uczestnik Rynku Bilansującego jest podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie (POB) w rozumieniu Rozporządzenia EBGL, a obszar niezbilansowania w rozumieniu Rozporządzenia EBGL jest definiowany dla poszczególnych Jednostek Grafikowych i dla danej Jednostki Grafikowej odpowiada zbiorowi Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego reprezentowanemu przez tą jednostkę.

Użytkownik systemu będący Odbiorcą końcowym jest odpowiedzialny za bilansowanie handlowe swoich dostaw energii na Rynku Bilansującym, przy czym użytkownik systemu tego typu będąc przyłączonym do podstawowego obszaru Rynku Bilansującego może

umocować innego Uczestnika Rynku Bilansującego, który w ramach swojej Jednostki Grafikowej odbiorczej będzie odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym. Powyższe zasady stosuje się również w stosunku do Uczestnika Rynku Bilansującego posiadającego źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru przyłączone do podstawowego obszaru Rynku Bilansującego, reprezentowane w Jednostce Grafikowej Źródeł Wiatrowych albo Jednostce Grafikowej Wytwórczej Pasywnej. Taki Uczestnik Rynku Bilansującego może umocować innego Uczestnika, który w ramach swojej Jednostki Grafikowej Źródeł Wiatrowych albo Jednostki Grafikowej Odbiorczej będzie odpowiedzialny za bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym tych źródeł.

Podmiotem rozliczanym na Rynku Bilansującym jest Uczestnik Rynku Bilansującego. Na rozliczenie każdego Uczestnika Rynku Bilansującego składa się rozliczenie jego wszystkich Jednostek Grafikowych. Operator Systemu Przesyłowego wyznacza wielkość deklarowanej ilości dostaw energii dla każdej Jednostki Grafikowej, w każdej godzinie doby.

Jedynym podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie połączeń KSE z systemami przesyłowymi innych operatorów są PSE S.A., które ponoszą pełną odpowiedzialność za ich bilansowanie.

• Artykuł 18(6) lit. b:

Wymogi w celu uzyskania statusu podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie.

Operator Systemu Przesyłowego określa warunki przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz linii bezpośrednich. W ramach tych zasad OSP precyzuje wymagania dotyczące zasad przyłączania do sieci przesyłowej OSP, określa warunki przyłączenia (wnioski, warunki przyłączenia i ich zmiany), określa wymagania dotyczące umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej oraz określa zasady uzgadniania warunków przyłączania do sieci oraz zakresu i warunków wykonania ekspertyzy. Uzyskanie statusu podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie wymaga:

- posiadania odpowiednich koncesji, jeżeli jest taki wymóg prawny,
- zawarcia z OSP Umowy o świadczeniu usług przesyłania,
- zawarcia Umowy dystrybucyjnej z odpowiednim OSD, jeżeli URB jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej lub wykonuje funkcje podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe podmiotów z obszaru tej sieci
- posiadania niezbędnej infrastruktury technicznej niezbędnej do komunikacji z Systemami informatycznymi OSP (opisanymi szerzej w wyjaśnieniach dotyczących Artykułu 18(6) lit. d Rozporządzenia EBGL), potwierdzone przejściem odpowiednich testów.

Szczegółowe wymogi opisane są w pkt 2.2.1 WDB.

• Artykuł 18(6) lit. c:

Wymóg, aby wszystkie podmioty odpowiedzialne za bilansowanie ponosiły odpowiedzialność finansową za swoje niezbilansowania oraz aby niezbilansowania te rozliczano z OSP przyłączającym.

Każdy uczestnik Rynku Bilansującego jest podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie (POB) w rozumieniu Rozporządzenia EBGL, a obszar niebilansowania w rozumieniu Rozporządzenia EBGL jest definiowany dla poszczególnych Jednostek Grafikowych i dla danej Jednostki Grafikowej odpowiada zbiorowi Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego reprezentowanemu przez tą jednostkę.

Operator Systemu Przesyłowego wyznacza wielkości stanowiące podstawę do rozliczeń na Rynku Bilansującym dla każdej Jednostki Grafikowej stanowiącej zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego.

- Artykuł 18(6) lit. d:
Wymogi dotyczące danych oraz informacji, jakie mają zostać dostarczone OSP
przyłączającemu na potrzeby obliczenia niezbilansowań.

Operator Systemu Przesyłowego określa szczegółową procedurę zgłaszania i przyjmowania do realizacji Umów Sprzedaży oraz programów dostarczania i odbioru energii elektrycznej na potrzeby grafikowania i sterowania ruchem sieciowym.

Procedura zgłaszania danych handlowych i technicznych na Rynku Bilansującym opisuje tryb i harmonogram zgłaszania Umów Sprzedaży Energii, tryb i harmonogram zgłaszania Ofert Bilansujących oraz tryb i harmonogram zgłaszania Ofert Redukcji Obciążenia.

Zgłaszanie Umów Sprzedaży Energii odbywa się w ramach Rynku Bilansującego Dnia Następnego i Rynku Bilansującego Dnia Bieżącego.

Zgłaszanie i weryfikacja Ofert Bilansujących dla części handlowej odbywa się w ramach Rynku Bilansującego Dnia Następnego i dotyczy Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych, Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych i Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych, Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych pracujących w usztywnieniach, Jednostek Grafikowych Wytwórczych niedyspozycyjnych

W odniesieniu do części technicznej zgłaszanie i weryfikacja Ofert Bilansujących również odbywa się w trybie dobowym i dotyczy wyłącznie Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych.

Dodatkowo funkcjonuje procedura zgłaszania programów pracy dla jednostek wytwórczych wykorzystujących energię wiatru. Zgłoszenia Programów Pracy są dokonywane dla określonych w Umowie przesyłania jednostek wytwórczych wykorzystujących energię wiatru do wytwarzania energii elektrycznej, składających się na tę jednostkę. Zgłoszenia Programów Pracy są dokonywane poprzez System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami i są obowiązkowe.

Operator Systemu Przesyłowego określa również procedurę zgłaszania i weryfikacji Ofert Redukcji Obciążenia.

System informatyczny OSP, wspomagający działanie Rynku Bilansującego współdziała z systemami elektronicznej wymiany danych, na które składają się:

- a) System Wymiany Informacji o Rynku Energii.
- b) System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami.

System Wymiany Informacji o Rynku Energii jest dedykowany do wymiany informacji pomiędzy Operatorami Rynku a Operatorem Systemu Przesyłowego. System Wymiany Informacji o Rynku Energii składa się z części centralnej zlokalizowanej po stronie OSP oraz modułów dostępowych, zlokalizowanych po stronie Operatorów Rynku.

Operatorzy Rynku są zobowiązani zapewnić zgodność modułów dostępowych z obowiązującymi wymaganiami funkcjonalnymi i technicznymi.

System Wymiany Informacji o Rynku Energii jest dedykowany do wymiany informacji w zakresie:

- a) Zgłoszeń danych handlowych i technicznych.
- b) Udostępniania planów koordynacyjnych i bilansów handlowo-technicznych.
- c) Wymiany danych pomiarowych.
- d) Udostępniania raportów rozliczeniowych rynku bilansującego.

Wykaz dokumentów elektronicznych wymienianych poprzez System Wymiany Informacji o Rynku Energii w poszczególnych procesach realizowanych na

Rynku Bilansującym i ich szczegółowy zakres zawierają standardy techniczne, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.

System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami jest dedykowany do wymiany informacji pomiędzy służbami dyspozytorskimi OSP a służbami ruchowymi Uczestników Rynku Bilansującego zarządzającymi JWCD oraz źródłami energii elektrycznej wykorzystującymi energię wiatru reprezentowanymi w Jednostkach Grafikowych Źródeł Wiatrowych.

System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami składa się z centralnego modułu zlokalizowanego po stronie OSP i modułów dostępowych zlokalizowanych po stronie elektrowni. Odrębny węzeł dostępowy powinien być zlokalizowany w każdej elektrowni posiadającej JWCD. Zasady tej nie stosuje się do tych elektrowni, dla których OSP, uwzględniając warunki bezpieczeństwa pracy systemu, wyraził zgodę na objęcie ich jednym węzłem dostępowym. Powyższa zgoda jest wydawana na pisemny wniosek Uczestnika Rynku Bilansującego.

Wymagania funkcjonalne i techniczne dla Systemu Operatywnej Współpracy z Elektrowniami są określone w standardach technicznych tego systemu, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.

Uczestnik Rynku Bilansującego posiadający JWCD oraz źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatru reprezentowane w Jednostce Grafikowej Źródeł Wiatrowych są zobowiązani zapewnić zgodność modułu dostępowego z obowiązującymi wymaganiami funkcjonalnymi i technicznymi.

Operator Systemu Przesyłowego przekazuje do służb ruchowych wytwórcy następujące rodzaje danych:

- a) Plan BPKD.
- b) Polecenia ruchowe.

Służby ruchowe wytwórcy przekazują do OSP następujące rodzaje danych:

- a) Dane korygujące dyspozycyjność jednostek wytwórczych niezbędne dla planowania i prowadzenia ruchu.
- b) Zdarzenia ruchowe.
- c) Programy pracy dla źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru, które są reprezentowane w ramach Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych.

Wykaz dokumentów elektronicznych wymienianych poprzez System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami w poszczególnych procesach realizowanych na Rynku Bilansującym i ich szczegółowy zakres zawierają standardy techniczne tego systemu, które OSP publikuje na swojej stronie internetowej.

- Artykuł 18(6) lit. e:
Zasady obowiązujące podmioty odpowiedzialne za bilansowanie w odniesieniu do zmieniania ich grafików przed czasem zamknięcia bramki dla rynku energii dnia bieżącego oraz po nim zgodnie z Art. 17 ust. 3 i 4.

Zgłaszanie danych handlowych i technicznych dla danej doby handlowej dotyczy zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii w ramach Rynku Bilansującego Dnia Następnego, Rynku Bilansującego Dnia Bieżącego, zgłoszeń Ofert Bilansujących, zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia. Zmiany grafików przed czasem zamknięcia bramki dotyczą następujących przedziałów czasowych dla poszczególnych segmentów:

- a) Od godziny 09:00 doby $n-1$ do godziny 14:30 doby $n-1$ dla zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii w ramach Rynku Bilansującego Dnia Następnego.
- b) Od godziny 15:30 doby $n-1$ do godziny 22:15 doby n dla zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii w ramach Rynku Bilansującego Dnia Bieżącego.
- c) Od godziny 09:00 doby $n-1$ do godziny 14:30 doby $n-1$ dla zgłoszeń Ofert Bilansujących.
- d) Od godziny 09:00 doby $n-1$ do godziny 21:30 doby n dla zgłoszeń Ofert Redukcji Obciążenia.

- Artykuł 18(6) lit. f:
Zasady rozliczenia podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie określonych zgodnie z tytułem V rozdział 4.

Stosowne przepisy obowiązujące podmioty odpowiedzialne za bilansowanie opisane są takie same jak dla dostawców usług bilansujących i opisane są w wyjaśnieniach do Art. 18(5) lit. i.

- Artykuł 18(6) lit. g:
Określenie obszaru niezbilansowania zgodnie z Art. 54 ust. 2 oraz obszaru obowiązywania ceny niezbilansowania.

Poszczególne Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego danego Uczestnika Rynku Bilansującego mogą być reprezentowane w pojedynczej albo w wielu Jednostkach Grafikowych Odbiorczych lub Jednostkach Grafikowych Odbiorczych aktywnych lub Jednostkach Grafikowych Źródeł Wiatrowych lub Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego pasywnych tego uczestnika, przy czym dane miejsce uczestnika musi być przyporządkowane do odpowiedniej, jednej Jednostki Grafikowej. Obszar niezbilansowania definiowany jest poprzez Jednostki Grafikowe (obiekty Rynku Bilansującego) będące zbiorem Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego. Jednostki Grafikowe są określane, na podstawie zasad określanych przez OSP, przez poszczególnych Uczestników Rynku Bilansującego w uzgodnieniu z OSP oraz z odpowiednimi Operatorami Systemów Dystrybucyjnych, w przypadku gdy fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego znajduje się w sieci dystrybucyjnej lub reprezentuje dostawę energii w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego.

OSP wyznacza jedną cenę niezbilansowania dla całego KSE, zatem obszarem obowiązywania ceny niezbilansowania jest cały obszar rynku bilansującego.

- Artykuł 18(6) lit. h:
Maksymalny okres dla zakończenia rozliczenia niezbilansowania z podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie w przypadku każdego danego okresu rozliczania niezbilansowania zgodnie z Art. 54.

Stosowne przepisy obowiązujące podmioty odpowiedzialne za bilansowanie są takie same jak dla dostawców usług bilansujących (DUB) i opisane są w wyjaśnieniach dotyczących Art. 18(5) lit. j.

- Artykuł 18(6) lit. i:
Konsekwencje w przypadku niespełnienia warunków dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie.

Stosowne przepisy obowiązujące podmioty odpowiedzialne za bilansowanie są takie same jak dla dostawców usług bilansujących (DUB) i opisane są w wyjaśnieniach dotyczących Art. 18(5) lit. k.

- Artykuł 18(6) lit. j:
Zobowiązanie podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie do zgłaszania OSP przyłączającemu wszelkich zmian pozycji bilansowej.

Stosowne przepisy obowiązujące podmioty odpowiedzialne za bilansowanie opisane są w wyjaśnieniach dotyczących Art. 18(6) lit. e.

- Artykuł 18(6) lit. k:
Zasady rozliczenia zgodnie z Art. 52, 53, 54 i 55.

Stosowne przepisy obowiązujące podmioty odpowiedzialne za bilansowanie opisane są w wyjaśnieniach dotyczących Art. 18(6) lit. f.

- Artykuł 18(6) lit. l:
Ewentualne przepisy dotyczące wyłączenia niezbilansowań z rozliczania niezbilansowania, gdy są one związane z wprowadzeniem ograniczeń rampowania w celu złagodzenia deterministycznych odchyień częstotliwości zgodnie z Art. 137 ust. 4 rozporządzenia (UE) 2017/1485.

Operator Sieci Przesyłowej nie stosował w analizowanym okresie wskazanych alternatywnych przepisów.

Artykuł 18(7) Rozporządzenia EBGL – Każdy OSP przyłączający może zawrzeć następujące elementy w propozycji warunków dla dostawców usług bilansujących lub w warunkach dla podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie

- Artykuł 18(7) lit. a:
Wymóg dla dostawców usług bilansujących, aby dostarczali informacje o niewykorzystanych mocach wytwórczych oraz innych środkach bilansujących od dostawców usług bilansujących po czasie zamknięcia bramki dla rynku dnia następnego oraz czasie zamknięcia bramki dla Międzyobszarowego Rynku Dnia Bieżącego.

Zgłoszenia Umów Sprzedaży Energii w ramach Rynku Bilansującego Dnia Następnego są obowiązkowe dla wszystkich Jednostek Grafikowych z wyłączeniem:

- Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej;
 - Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego;
 - Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej świadczącej usługę interwencyjna rezerwa zimna oraz
 - Jednostki Grafikowej Bilansującej i Jednostki Grafikowej Generacji Zewnętrznej;
- dla których nie jest wymagane dokonywanie zgłoszeń.

Zgłoszenie Oferty Bilansującej w części handlowej jest obowiązkowe dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (z wyłączeniem Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej), Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych oraz Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych. W odniesieniu do Jednostek Grafikowych pasywnych oraz Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych zakres przekazywanych informacji jest zawężony.

Zgłoszenia Programów Pracy są dokonywane dla określonych w Umowie przesyłania jednostek wytwórczych wykorzystujących energię wiatru do wytwarzania energii elektrycznej, składających się na Jednostki Grafikowe Źródeł Wiatrowych. Zgłoszenia Programów Pracy są dokonywane przez dedykowany system informatyczny i są obowiązkowe. W ramach Zgłoszeń Programów Pracy Uczestnik Rynku Bilansującego jest zobowiązany przekazywać do OSP aktualne prognozy wytwarzania energii przez jednostki wytwórcze, w szczególności w przypadku każdej zmiany prognozy wytwarzania. Uczestnik Rynku Bilansującego jest zobowiązany do aktualizacji wyżej powołanych prognoz wytwarzania w przypadku zmiany czynników mogących mieć na nie wpływ.

W celu realizacji wymiany międzysystemowej dla Rynku Bilansującego Dnia Bieżącego, niezależnie od przekazania Zgłoszeni Grafików Wymiany Międzysystemowej dla Dnia Bieżącego, Uczestnik Wymiany Międzysystemowej działając jako Uczestnik Rynku Bilansującego jest zobowiązany zgłosić na Rynku Bilansującym Dnia Bieżącego dla swojej Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Umowy Sprzedaży Energii odpowiadające Umowie sprzedaży energii w obrocie międzynarodowym.

• Artykuł 18(7) lit. b:

W uzasadnionych przypadkach, wymóg dla dostawców usług bilansujących, aby oferowali niewykorzystane moce wytwórcze lub inne środki bilansujące poprzez oferty energii bilansującej lub oferty zintegrowanego procesu grafikowania na rynkach bilansujących po czasie zamknięcia bramki dla rynku dnia następnego, bez uszczerbku dla przysługującej dostawcom usług bilansujących możliwości zmiany swoich ofert dotyczących energii bilansującej przed czasem zamknięcia bramki dla energii bilansującej lub przed czasem zamknięcia bramki dla zintegrowanego procesu grafikowania w związku z wymianą handlową prowadzoną na Rynku Dnia Bieżącego.

Zgłoszenia Ofert Bilansujących dla danej doby handlowej dokonywane są na Rynku Bilansującym w dobie poprzedniej. Zgłoszenia dla planowanej doby dostawy przyjmowane są od godziny 09:00 do godziny 14:30 dnia poprzedzającego dostawę. Polski OSP ma prawo wydłużyć okres otwarcia bramki dla dokonywania zgłoszeń ofert

bilansujących dla doby handlowej będącej dobą dostawy z godziny 14:30 w dobie poprzedzającej dostawę na późniejszą w określonych przypadkach. Część handlowa w zgłoszeniu oferty bilansującej jest obowiązkowa dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (z wyłączeniem Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej), Jednostek Grafikowych Wytwórczych pasywnych oraz Jednostek Grafikowych Źródeł Wiatrowych. W odniesieniu do Jednostek Grafikowych Wytwórczych Źródeł Wiatrowych zakres przekazywanych informacji jest zawężony. Zgłoszenia Ofert Redukcji Obciążenia dla danej doby handlowej są dokonywane na Rynku Bilansującym w dobie poprzedniej oraz w danej dobie handlowej. Zgłoszenia dla doby dostawy przyjmowane są przez OSP w dobie poprzedzającej dostawę od godziny 09:00 do godziny 21:30 w dobie dostawy. W tym przypadku dostawca usług bilansujących (DUB) ma prawo do zmiany złożonej oferty do godziny 21:30 w dobie dostawy w ramach Rynku Bilansującego Dnia Bieżącego. Zgłaszanie Ofert Redukcji Obciążenia nie jest obowiązkowe.

- Artykuł 18(7) lit. c:

W uzasadnionych przypadkach, wymóg dla dostawców usług bilansujących, aby oferowali niewykorzystane moce wytwórcze lub inne środki bilansujące poprzez oferty dotyczące energii bilansującej lub oferty dotyczące zintegrowanego procesu grafikowania na rynkach bilansujących po czasie zamknięcia bramki dla Międzyobszarowego Rynku Dnia Bieżącego.

Rynek Bilansujący zarządzany przez OSP funkcjonuje na zasadach rynku dnia następnego, na którym oferty zgłaszane są nie później niż do godz. 14:30 dnia poprzedzającego dostawę energii. W związku z powyższym dostawcy usług bilansujących (DUB) nie oferują niewykorzystanych mocy wytwórczych lub innych środków bilansujących po czasie zamknięcia bramki dla Międzyobszarowego Rynku Dnia Bieżącego. Niemniej oferty złożone w horyzoncie rynku dnia następnego są obowiązujące dla dostawców usług bilansujących również w horyzoncie dnia bieżącego.

4. Charakterystyka zintegrowanego procesu grafikowania (Art. 18(8)).

Polski rynek energii elektrycznej oparty jest na Modelu Centralnego Dysponowania. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., jako OSP, odpowiadają za dobór jednostek i dysponowanie mocą jednostek JWCD. Dobór ten przybiera postać Zintegrowanego Procesu Grafikowania, który jest realizowany jako problem optymalizacji procesu SCUC (ang. *Security Constraint Unit Commitment*) i SCED (ang. *Security Constraint Economic Dispatch*). Jednostki dysponowane są w sposób scentralizowany i są nazywane jednostkami centralnie dysponowanymi - JWCD.

Zasady ogólne grafikowania i sterowania ruchem sieciowym:

Grafikowanie i sterowanie ruchem sieciowym jest realizowane przez OSP w ramach Zintegrowanego Procesu Grafikowania. W ramach zintegrowanego procesu grafikowania ma miejsce dobór jednostek JWCD w oparciu o zgłoszone dane handlowe i techniczne w Ofertach Bilansujących, przy uwzględnieniu ograniczeń systemowych. Zintegrowany Proces Grafikowania obejmuje swoim horyzontem okres Doby Handlowej a jego wyniki dostępne są z rozdzielczością równą jednej godzinie w horyzoncie dnia następnego i 15 minut w horyzoncie dnia bieżącego. Zintegrowany Proces Grafikowania zapewnia

równoprawność uczestników rynku i zgłoszonych do fizycznej realizacji Umów Sprzedaży Energii. Zintegrowany Proces Grafikowania jest realizowany z wykorzystaniem Algorytmu Rozdziału Obciążeń (moduł LPD – *Linear Programming Dispatch*). Na podstawie wyników Zintegrowanego Procesu Grafikowania OSP przygotowuje plan PKD pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w KSE.

Dla potrzeb prowadzenia ruchu OSP na podstawie planu PKD przygotowuje plan BPKD zawierający dane z rozdzielczością 15-minutową. W ramach planowania operatywnego i prowadzenia ruchu OSP dokonuje modyfikacji planu BPKD w celu dostosowania go do zmian warunków pracy KSE. Chwile zamknięcia bramki opisane są w części II niniejszego sprawozdania w odpowiedziach dotyczących Artykułu 18 dla punktów 6. lit. e), 7. lit. b) i 7. LIT. c).

Zasady działania Zintegrowanego Procesu Grafikowania:

W ramach Zintegrowanego Procesu Grafikowania następuje dobór pasm zdolności wytwórczych z Przyjętych Ofert Bilansujących – część handlowa poszczególnych Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych w celu pokrycia, przy minimalnych kosztach, zapotrzebowania na energię elektryczną z jednoczesnym spełnieniem ograniczeń systemowych.

Podstawowymi danymi wejściowymi Zintegrowanego Procesu Grafikowania są:

- (1) Dane zgłaszane przez Operatorów Rynku w zgłoszeniach Ofert Bilansujących.
- (2) Planowana topologia sieci dla każdego Okresu Rozliczania Niezbilansowania.
- (3) Dane dotyczące prognozowanego zapotrzebowania oraz planowanej produkcji nJWCD i wymiany międzysystemowej.
- (4) Dane techniczne JWCD.
- (5) Aktualny stan KSE.
- (6) Występujące w KSE Ograniczenia Systemowe.

Zintegrowany Proces Grafikowania zapewnia spełnienie następujących typów ograniczeń systemowych:

- (1) Ograniczenia wynikające z wymagań ze strony jednostek wytwórczych bądź elektrowni (ograniczenia elektrowniane).
- (2) Ograniczenia wynikające z wymagań w zakresie parametrów lub konfiguracji sieci elektroenergetycznej (ograniczenia sieciowe).
- (3) Ograniczenia wynikające z konieczności zapewnienia operacyjnej rezerwy mocy w KSE na jednostkach wytwórczych pracujących.

Dane wyjściowe Zintegrowanego Procesu Grafikowania zawierają:

- (1) Plany pracy JWCD dla każdego Okresu Rozliczania Niezbilansowania
- (2) Listę odstawień JWCD.
- (3) Listę uruchomień JWCD.
- (4) Listę rankingową dociążeń JWCD.
- (5) Listę rankingową uruchomień JWCD.
- (6) Listę rankingową odciążenia JWCD.
- (7) Listę rankingową odstawień JWCD.

Listy rankingowe dociążeń i uruchomień oraz odciążenia i odstawień JWCD wykorzystywane są do modyfikacji planu BPKD w celu dostosowania go do zmian warunków pracy KSE.

Harmonogram wykorzystania Zintegrowanego Procesu Grafikowania przedstawia się następująco:

- na dobę przed czasem rzeczywistym (Rynek Bilansujący Dnia Następnego).
W tym horyzoncie przeprowadzany jest optymalny dobór jednostek wytwórczych i określone są optymalne plany generacji z uwzględnieniem minimalizacji kosztów wytwarzania.
Proces ten jest najważniejszy w systemach stosujących Model Centralnego Dysponowania ponieważ zapewnia dostępność optymalnego zestawu źródeł wytwórczych niezbędnych do pokrycia zapotrzebowania i bezpieczną pracę systemu w każdej godzinie doby następnej.
- w okresie od kilkunastu do kilku godzin przed czasem rzeczywistym (Rynek Bilansujący Dnia Bieżącego).
W tym okresie opracowywany jest plan pracy jednostek wytwórczych w oparciu o analizę zmian uwarunkowań rynkowych i technicznych pomiędzy procesem na dobę przed czasem rzeczywistym i omawianym powyżej. Możliwy jest dobór dodatkowych jednostek wytwórczych pod warunkiem ich dostępności.
- w czasie rzeczywistym i zbliżonym do rzeczywistego.
W tym czasie planowane jest optymalne obciążenie dostępnych jednostek wytwórczych z uwzględnieniem aktualnych uwarunkowań technicznych. W procesie tym dostosowywany jest poziom generacji i obciążenia jednostek aktywnych w celu zapewnienia bieżącego zbilansowania systemu.

5. Informacje dotyczące produktów specyficznych (Art. 60(2) lit. a, 60(2) lit. d).

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. nie wykorzystują produktów specyficznych w rozumieniu Artykułu 26 Rozporządzenia EBGL. W chwili opracowywania niniejszego Sprawozdania europejscy OSP znajdują się w okresie przejściowym, w którym trwa proces definiowania produktów standardowych natomiast zdefiniowanie potencjalnych produktów specyficznych może nastąpić po zatwierdzeniu produktów standardowych. Ponieważ PSE S.A. nie przystąpiły jeszcze do żadnej z platform wymiany energii bilansującej w chwili obecnej polski OSP nie jest zobowiązany do posiadania produktów innych niż lokalne. Polski OSP nie pozyskuje mocy bilansującej i tym samym nie dokonuje płatności za złożenie ofert bilansujących energii elektrycznej (co zostało potwierdzone w uzyskanym zwolnieniu, z obowiązku umożliwienia dostawcom usług bilansujących (DUB) przekazywania obowiązku dostarczenia mocy bilansującej na podstawie Art. 34 Rozporządzenia EBGL z dnia 7 sierpnia 2018 r.: DRR.WRE.7128.13.2018.ŁW, o którym mowa w punkcie III.2. niniejszego sprawozdania). W ramach Ofert Bilansujących składanych przez Uczestników Rynku Bilansującego PSE S.A. mają możliwość wykorzystania całej zadeklarowanej przez tych Uczestników mocy elektrycznej, a jedyną ponoszoną przez PSE S.A. opłatą jest opłata za utrzymanie sprawnych układów regulacji w jednostkach JWCD, czego dotyczy proces kontraktacji przez PSE. Mając na uwadze powyższe, wykorzystywane przez PSE S.A. produkty lokalne, w okresie sprawozdawczym za lata 2018-2019 zostały aktywowane w następujących wolumenach:

Tab. 1. Produkty lokalne aktywowane przez PSE S.A.
w latach 2018-2019, w MWh netto

Rok	Regulacja pierwotna		Regulacja wtórna (automatyczna)		Regulacja trójna	
	Frequency Containment Reserves		Frequency Restoration Reserves with automatic activation		Replacement Reserves	
	FCR		aFRR		RR	
	Rezerwa utrzymania częstotliwości		Rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną		Rezerwy zastępcze	
	Energia bilansująca netto (MWh)					
	W kierunku zwiększania	W kierunku zmniejszania	W kierunku zwiększania	W kierunku zmniejszania	W kierunku zwiększania	W kierunku zmniejszania
2018	25 424	17 593	759 220	462 500	*549 787	*4 141 966
2019	22 672	16 445	669 833	591 094	*214 302	*5 935 534

Legenda:

* - wielkość uwzględnia energię aktywowaną w ramach działań zaradczych dla potrzeb współpracy międzyoperatorskiej.

Tab. 2. Wymagania i dostępność produktów lokalnych PSE S.A.,
w latach 2018-2019, w MW brutto

Typ/Rok	Regulacja pierwotna		Regulacja wtórna (automatyczna)		Regulacja trójna	
	Frequency Containment Reserves		Frequency Restoration Reserves with automatic activation		Replacement Reserves	
	FCR		aFRR		RR	
	Rezerwy mocy brutto (MW)					
	W kierunku zwiększania	W kierunku zmniejszania	W kierunku zwiększania	W kierunku zmniejszania	W kierunku zwiększania	W kierunku zmniejszania
Wymagania*	170	170	500	500	9% obciążenia KSE minus rezerwa FCR i aFRR	--
Dostępne rezerwy** (2018)	171	171	556	556	2 364	3 253
Dostępne rezerwy** (2019)	172	172	550	550	2 927	2 322

Legenda:

* - Wymagania systemowe dla rezerw mocy – prezentowane wartości są wartościami średnimi rocznymi.

** - Całość dostępnych rezerw mocy (średnia roczna na podstawie wartości uzyskanych dla 8760 godzin roku kalendarzowego).

W związku z wykorzystywaniem przez PSE S.A. wyłączenie produktów lokalnych nie jest możliwe opracowanie analizy kosztów i korzyści oraz możliwych nieefektywności i zakłóceń związanych z posiadaniem produktów specyficznych w zakresie wyznaczonym w Artykule 60 ust. 2 lit. d Rozporządzenia EBGL.

III. Analiza mechanizmu zapewnienia rezerw mocy

1. Skrócona analiza procesu określania wielkości rezerwy mocy, w tym uzasadnienie i wyjaśnienie dotyczące obliczonych wymogów rezerwy mocy (Art. 60(2) lit. b).

Rezerwy mocy określane są dla planów koordynacyjnych dobowych, Bilansu Techniczno-Handlowego Dobowego, Planu Koordynacyjnego Miesięcznego i dla Planu Koordynacyjnego Rocznego.

Wielkość rezerw mocy w Planie Koordynacyjnym Rocznym utrzymywana jest na poziomie 18% i uwzględnia prawdopodobieństwo niedyspozycyjności jednostek wytwórczych. Udział ten jest odnoszony do wielkości średniomiesięcznych szczytów dni roboczych.

W Planie Koordynacyjnym Miesięcznym wielkość rezerw mocy określana jest na poziomie 17%. Wielkość tego szacunku uwzględnia prawdopodobieństwo niedyspozycyjności jednostek wytwórczych i odnoszona jest do wielkości średniodobowych poszczególnych dni.

W Bilansie Techniczno-Handlowym Dobowym wielkość rezerw mocy utrzymywana jest na poziomie 14%. Szacunek ten uwzględnia prawdopodobieństwo niedyspozycyjności jednostek wytwórczych i odnoszony jest do wielkości średnich godzinowych poszczególnych godzin doby.

Dobowe bilansowanie KSE w układzie dolina-szczyt i praca jednostek JWCD w regulacji wtórnej powiązane są z bilansowaniem systemu w skrajnych punktach krzywej dobowego obciążenia i koniecznością zapewnienia wymaganego gradientu mocy wprowadzanej do sieci przesyłowej przez jednostki JWCD pracujące w regulacji wtórnej.

Wymagane rezerwy mocy na poziomie co najmniej 9% w planie PKD oszacowano w trakcie tworzenia w Polsce dobowo-godzinowego Rynku Bilansującego. Wielkość ta określona została w celu zapewnienia rezerw mocy w kierunku zwiększania generacji i jest uwzględniana w planie pracy jednostek JWCD dostępnych w danej godzinie. Wskazany poziom został określony pierwotnie na podstawie oceny w jakim stopniu zjawiska losowe (nieplanowe ubytki mocy) mogą konsumować w najbliższych godzinach doby błąd prognozy zapotrzebowania na moc z uwzględnieniem wiedzy o planowanych ubytkach mocy. W szacunku wskazanego poziomu uwzględniono awaryjność typowych bloków wytwórczych 120 MW i 360 MW na poziomie ok. 6%, która stanowi wartość przeciętną dla danych z lat 1999-2000 i która w późniejszych latach na podstawie doświadczeń została zwiększona do poziomu 7%. Wskazana awaryjność bloków wytwórczych uzupełniana jest wielkością uzyskiwanych wówczas błędów prognoz obciążenia KSE na poziomie 2%. Wymaga wielkość rezerw mocy na poziomie 9% uwzględnia rezerwę utrzymania częstotliwości (FCR) oraz rezerwę odbudowy częstotliwości (FRR) i odnoszona jest do wielkości średniogodzinowego krajowego zapotrzebowania na moc. Środkiem technicznym zapewniającym rezerwy mocy w kierunku zmniejszania generacji (rezerwa w dół) jest odpowiedni dobór do pracy elektrowni krajowych, taki że suma minimów technicznych elektrowni krajowych dobranych do pracy jest mniejsza o co najmniej 500 MW od całkowitego zapotrzebowania na moc pokrywanego przez te elektrownie.

2. Skrócona analiza optymalnego zapewniania rezerwy mocy, w tym uzasadnienie i wyjaśnienie dotyczące wolumenu mocy bilansującej (Art. 60(2) lit. c).

Zgodnie z punktem III.1 sprawozdania Rezerwy mocy określane są dla planów PKD, Bilansu Techniczno-Handlowego Dobowego, Planu Koordynacyjnego Miesięcznego i dla Planu

Koordynacyjnego Roczno. W kolejnych etapach planowania pracy systemu utrzymywany jest następujący wolumen rezerw mocy:

- 18% w Planie Koordynacyjnym Rocznym;
- 17% w Planie Koordynacyjnym Miesięcznym;
- 14% w Bilansie Techniczno-Handlowym Dobowym;
- 9% w planie PKD.

Kaskadowe definiowanie wymaganego poziomu rezerw mocy od horyzontu rocznego do dobowego z jego stopniowym zmniejszaniem wraz z obniżaniem się poziomu niepewności planowania pozwala na optymalne zapewnienie rezerw niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, bez potrzeby utrzymywania ich nadmiernej wielkości. Przy określaniu wielkości rezerw i pozyskiwaniu energii w planowaniu technicznym i handlowym uwzględniane jest prawdopodobieństwo niedyspozycyjności jednostek wytwórczych, niepewność wynikająca z realizacji prognoz zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz wiedza o planowanych ubytkach mocy. Tym samym wymagane poziomy rezerw mocy wynikają z faktycznych potrzeb bezpiecznego prowadzenia ruchu systemu przesyłowego.

Ze względu na łączne pozyskiwanie energii i rezerw w ramach zintegrowanego procesu grafikowania, który ma miejsce po zamknięciu rynku giełdowego, zasoby świadczące rezerwy nie są wyłączone z rynku energii. Ponadto łączne pozyskiwanie energii i rezerw w ramach procesu ko-optimalizacji zapewnia optymalne wykorzystanie dostępnych zasobów w celu pozyskania energii i zapewnienia wymaganego poziomu rezerw.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. nie kontraktują mocy bilansującej co zostało potwierdzone w uzyskanym od Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zwolnieniu, z obowiązku umożliwienia dostawcom usług bilansujących (DUB) przekazywania obowiązku dostarczenia mocy bilansującej na podstawie Art. 34 Rozporządzenia EBGL z dnia 7 sierpnia 2018 r.: DRR.WRE.7128.13.2018. zwolnienie z dn. 7.08.2018; DRR.WRE.7128.13.2018.ŁW.

3. Wyjaśnienie i uzasadnienie dotyczące zakupu mocy bilansującej bez wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw (Art. 60(2) lit. f).

Zgodnie ze wskazaniem opisanym w punkcie III.2. dotyczącym braku kontraktacji mocy bilansującej, PSE S.A. nie zakupują mocy bilansującej, w związku z czym nie ma potrzeby przedstawiania wyjaśnień w zakresie jej zakupu bez wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw.

4. Analiza możliwości wymiany mocy bilansującej i współdzielenia rezerw (Art. 60(2) lit. e).

Zgodnie ze wskazaniem opisanym w punkcie III.2. PSE S.A. nie kontraktują mocy bilansujących, nie istnieje więc możliwość ani potrzeba ich współdzielenia

Współdzielenie przez PSE S.A. rezerw z sąsiednimi OSP byłoby nieefektywne ze względu na znaczne niepewności wynikające z braku dostatecznie skoordynowanego mechanizmu alokacji zdolności przesyłowych w regionie Europy kontynentalnej. NIEgrafikowe

przepływy mocy z Niemiec, przez Polskę, Czechy i Słowację w kierunku Austrii, wynikające z oczkowego charakteru sieci przesyłowej w regionie Europy środkowej skutkują brakiem możliwości współdzielenia rezerw mocy ze względu na dynamiczny charakter przepływów nieplanowych i w związku z tym brak możliwości zapewnienia z wyprzedzeniem dostępności zdolności przesyłowych w celu dostarczenia energii ze współdzielonych rezerw. W efekcie skutkowałoby to blokowaniem współdzielonych rezerw mocy, które nie mogłyby być wykorzystane ze względu na brak dostępnych zdolności przesyłowych i tym samym zagrożeniem dla bezpieczeństwa pracy KSE. Ponadto współdzielenie rezerw ograniczałoby stosunkowo niewielkie, ze względu na przepływy nieplanowe, zdolności przesyłowe dostępne dla uczestników rynku i ograniczało ich możliwości zakupu bądź sprzedaży energii za granicą. Stosowanie różnych modeli dysponowania jednostkami w Polsce i krajach sąsiednich również ogranicza możliwości efektywnego i bezpiecznego z punktu widzenia pracy systemu przesyłowego współdzielenia rezerw. Stosowanie modelu centralnego dysponowania, który jest wykorzystywany do aktywacji rezerw w Polsce, wymaga pełnej kontroli nad dostarczającymi je jednostkami, co biorąc pod uwagę obecne zasady współpracy międzyoperatorskiej nie jest zapewnione w przypadku jednostek wytwórczych znajdującymi się poza granicami Polski. Rezerwy dostępne na tych jednostkach nie mogłyby więc być bezpośrednio aktywowane przez polskiego OSP, co ograniczyłoby efektywność stosowanego procesu oraz wprowadziło ryzyko związane z brakiem możliwości dostawy energii z aktywowanych rezerw. W Modelu Samodzielnego Dysponowania, stosowanym w krajach sąsiednich, rezerwy pozyskiwane są przez odpowiednich operatorów systemów elektroenergetycznych z wyprzedzeniem co najmniej siedmiu dni, natomiast w Modelu Centralnego Dysponowania pozyskiwane są na dobę przed planowaną dostawą energii. Wskazana różnica pomiędzy oboma modelami na obecnym etapie rozwoju rynku rezerw ogranicza efektywność współpracy Modelu Centralnego Dysponowania z Modelami Samodzielnego Dysponowania. Rekomendacja zawarta w tzw. „Pakiecie Zimowym” z dnia 30 listopada 2016 r. dotycząca obowiązku kontraktowania rezerw mocy na dobę przed dostawą energii wyznacza kierunek współpracy obu modeli dysponowania w tym zakresie. Stosowanie w Polsce Centralnego Modelu Dysponowania, w którym w globalnym procesie optymalizacji uwzględniane są zarówno charakterystyki techniczne jednostek wytwórczych jak i wymogi bezpieczeństwa pracy KSE, spełnia wymagania technicznej wykonalności jego pracy z zachowaniem minimalizacji kosztów pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną (optymalizacja ekonomiczna). Pomimo braku współdzielenia rezerw, w sytuacji nagłej potrzeby, PSE są w stanie dostarczyć energię do sąsiednich OSP wykorzystując międzyoperatorskie mechanizmy operacyjne, np. Agreed Supportive Power / Emergency Deliveries.

IV. Analiza mechanizmu aktywacji i rozliczania energii bilansującej

1. Analiza skuteczności funkcji optymalizacji aktywacji w odniesieniu do energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości oraz rezerw zastępczych (Art. 60(2) lit. g).

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. zapewniają stałą wartość częstotliwości i mocy wymiany transgranicznej w połączonym systemie elektroenergetycznym. Utrzymanie właściwych poziomów obu tych parametrów, przy zmianach zapotrzebowania w KSE i pojawiających się większych zakłóceniach bilansu mocy czynnej zapewniane jest przez automatykę regulacyjną. Automatyka regulacyjna wymusza stosowne zmiany mocy generowanej przez jednostki JWCD uczestniczące w regulacji częstotliwości i mocy w KSE. Na automatykę regulacyjną w KSE składają się regulator centralny i współpracujące z nim indywidualne regulatory, w które wyposażone są zespoły wytwórcze. Układ automatycznej regulacji częstotliwości i mocy czynnej jest systemem sterowania hierarchicznego i w jego skład wchodzi układy regulacji pierwotnej i wtórnej. Jednostkami wytwórczymi uczestniczącymi w procesie regulacji częstotliwości i mocy czynnej są jednostki wytwórcze z turbinami parowymi oraz elektrownie wodne.

Pierwotna regulacja częstotliwości zapewniana jest przez automatyczne regulatory prędkości obrotowej turbin. Regulacja ta polega na zmianie mocy generowanej przez daną jednostkę wytwórczą. Warunkiem uaktywnienia regulacji pierwotnej w przypadku wzrostu zapotrzebowania KSE jest praca jednostek wytwórczych poniżej swoich mocy maksymalnych. Analogicznym warunkiem w przypadku obniżenia zapotrzebowania KSE jest praca jednostek wytwórczych powyżej swoich mocy minimalnych (odpowiedź na wzrost częstotliwości). Prawidłowe działanie regulacji pierwotnej jest możliwe dzięki zapewnianiu przez PSE S.A. rezerw mocy, dzięki czemu jednostki biorące udział w regulacji nie pracują z mocą minimalną bądź maksymalną. W funkcjonowaniu regulacji pierwotnej aktywowana jest rezerwa utrzymania częstotliwości (FCR) z czasem uruchomienia (aktywacji) nie dłuższym niż 30 sekund przy uwzględnieniu warunku aktywacji połowy rezerwy niezbędnej do likwidacji zakłócenia w czasie nie dłuższym niż 15 sekund. Jednostki JWCD uczestniczące w regulacji pierwotnej przystosowane są do zapewniania bardzo szybkich zmian mocy w zakresie $\pm 5\%$. Wymagany zakres regulacji pierwotnej to około ± 170 MW i jest określany przez PSE S.A., na podstawie wytycznych ENTSO-E i na podstawie analiz systemowych. Jednostki świadczące usługę regulacji pierwotnej rozmieszczone są równomiernie w KSE, dzięki czemu w czasie działania regulacji pierwotnej zmniejszane jest ryzyko przeciążenia elementów sieci przesyłowej. Wynikiem działania regulacji pierwotnej jest zrównanie mocy generowanej w KSE z bieżącym zapotrzebowaniem KSE. W związku ze współpracą KSE z systemami elektroenergetycznymi krajów sąsiednich, w wyniku działania regulacji pierwotnej zmianie ulegają również moce wymiany transgranicznej, tym samym w celu przywrócenia częstotliwości do wartości znamionowej i przepływów mocy w liniach wymiany transgranicznej do wielkości zgodnych z zawartymi umowami międzyoperatorskimi, podejmowane są dalsze działania związane z dostępną usługą regulacji wtórnej.

Wskaźnikiem niezbilansowania mocy w danej części połączonego europejskiego systemu elektroenergetycznego są przede wszystkim przepływy mocy w liniach wymiany transgranicznej, dlatego też regulacja wtórna umożliwia utrzymanie planowych wartości przepływów transgranicznych pomiędzy podsystemami systemu europejskiego. Aktywacja regulacji wtórnej następuje z regulatora centralnego, który zainstalowany jest

w Krajowej Dyspozycji Mocy PSE S.A. Za pomocą regulatora centralnego, wysyłającego odpowiednie sygnały regulacyjne, następuje zmiana mocy wytwarzanej w jednostkach uczestniczących w regulacji wtórnej. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. realizują działanie regulacji wtórnej z zachowaniem zasady nieinterwencji polegającej na tym, że każdy z współpracujących podsystemów połączonego systemu europejskiego powinien pokrywać zmiany przepływów mocy zachodzących na jego obszarze w celu utrzymania zadanej wartości mocy wymiany transgranicznej. Wtórna regulacja częstotliwości i mocy wymiany jest aktywowana w czasie nie dłuższym niż 30 sekund od chwili wystąpienia zakłócenia. Efektem działania regulacji wtórnej jest sprowadzenie częstotliwości i mocy wymiany transgranicznej do poziomu wielkości sprzed zakłócenia w czasie nie przekraczającym 15 minut. Tym samym regulacja wtórna, będąca regulacją minutową, jest procesem wolniejszym niż regulacja pierwotna. Wymogiem stawianym jednostkom wytwórczym uczestniczącym w regulacji wtórnej jest warunek udostępniania pasma mocy równej $\pm 5\%$ ich mocy zainstalowanej. Wymagany zakres regulacji wtórnej to około ± 500 MW i jest określany przez PSE S.A., na podstawie wytycznych ENTSO-E i analiz systemowych. Aktualnie przez PSE wykorzystywana jest wyłącznie rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (ang. *Frequency Restoration Reserves with automatic activation* – aFRR). Obecnie Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. nie wykorzystują rezerwy (wtórnej) odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną (ang. *Frequency Restoration Reserves with manual activation* – mFRR).

Trzecim środkiem regulacyjnym, w którego posiadaniu są PSE S.A. jest regulacja trójna. Działanie regulacji trójnej jest znacznie wolniejsze od regulacji pierwotnej i wtórnej. Rezerwa ta jest aktywowana w czasie nie dłuższym niż 30 minut. Podstawową rolą regulacji trójnej jest odbudowanie (zastąpienie) rezerw mocy wykorzystanych ramach działania regulacji wtórnej. Zadanie regulacji trójnej realizowane jest przy użyciu automatycznej lub nieautomatycznej zmiany wielkości wytwarzanej mocy przez JWCD ciepłe, wokół której działa regulacja pierwotna i wtórna, załączenie lub odstawienie regulacyjnych źródeł mocy (elektrownie szczytowo-pompowe), sterowanie wybranymi odbiorami w KSE, zmianę planu wymiany mocy w połączeniach transgranicznych.

Energia bilansująca dostarczona na RB i odebrana z RB jest rozliczana w oparciu o cenę rozliczeniową odchylenia (CRO), która wyznaczana jest w oparciu o zasady zaprezentowane w punkcie IV.2 sprawozdania. Minimalna cena energii na Rynku Bilansującym od 01.01.2019 wynosi -50 000 zł/MWh, a maksymalna 50 000 zł/MWh. Do 31.12.2018 ceny maksymalne i minimalne wynosiły odpowiednio 70 zł/MWh oraz 1 500 zł/MWh. Stosowana przez PSE S.A. cena rozliczeniowa odchylenia odzwierciedla relacje między podażą i popytem i wyznaczana jest na podstawie rzeczywistych i deklarowanych ilości energii.

Opracowywanie przez PSE S.A. planów pracy jednostek JWCD na kolejną dobę odbywa się z pomocą trzech programów informatycznych:

- Generators Modeli Ograniczeń Systemowych;
- modułu Plankton;
- modułu LPD.

Generator Modeli Ograniczeń Systemowych (moduł GMOS) wykorzystywany jest w procesach dobowego planowania koordynacyjnego dla Bilansu Techniczno-Handlowego Dobowego, planu WPKD, planu PKD, planu BPKD, planu BPKD Wykonanego.

Do podstawowych funkcji tego modułu należą:

- Gromadzenie danych o ograniczeniach systemowych (sieciowych i elektrownianych), zawężających swobodę zmian stanu jednostek wytwórczych oraz wielkości przesyłu energii elektrycznej pomiędzy obszarami bilansowymi (rozliczeniowymi), niezbędnych dla zapewnienia odpowiednich poziomów jakości i niezawodności dostaw energii w poszczególnych węzłach systemu.
- Wyznaczanie zbiorów ograniczeń systemowych na potrzeby wskazanych planów, w tym wyznaczanie danych o obowiązujących ograniczeniach sieciowych na potrzeby publikacji w ramach poszczególnych planów koordynacyjnych i wyznaczanie danych o obowiązujących ograniczeniach systemowych na potrzeby planowania pracy jednostek wytwórczych.
- Wyznaczanie minimalnej ilości energii wymaganej do spełnienia ograniczeń elektrownianych i sieciowych dla poszczególnych Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych na potrzeby rozliczeń godzinowych na rynku bilansującym.

Moduł GMOS stanowi tym samym bazę wiedzy, w której każde ze zidentyfikowanych ograniczeń odzwierciedlane jest za pomocą ograniczeń węzłowych, które dotyczą minimalnej lub maksymalnej mocy generowanej w każdym węźle oraz liczby pracujących lub uruchamianych w danym węźle jednostek wytwórczych. Głównym zadaniem tego modułu jest tworzenie matematycznych modeli ograniczeń i przekazywanie do modułu LPD w celu optymalizacji. Modele te są zbiorami równości i nierówności liniowych opisujących ograniczenia w poszczególnych godzinach doby objętej planowaniem. W systemie tym w pierwszej kolejności sprawdzana jest poprawność wprowadzanych ograniczeń pod względem formalnym, a w drugim kroku sprawdzana jest spójność logiczna wprowadzanego ograniczenia w porównaniu do istniejących już w tej bazie wiedzy ograniczeń.

Moduł Plankton, podobnie jak moduł GMOS, wspomaga PSE S.A. w procesie planowania pracy Jednostek JWCD, zgodnie z zasadami Rynku Energii Elektrycznej w Polsce. Przy pomocy systemu informatycznego Plankton opracowywane są te same plany jak w przypadku modułu GMOS. Istotną częścią modułu Plankton jest aplikacja opracowująca prognozę zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w trzech wielkościach. Wielkościami tymi są chwilowe wielkości półgodzinowe (wersja podstawowa), średnie wielkości godzinowe opracowywane dla potrzeb Bilansu Techniczno-Handlowego, planu WPKD i planu PKD, średnie wielkości piętnastominutowe skorygowane w punkcie o dynamikę zmian prognozy w następnym punkcie (opracowywane na potrzeby planu BPKD). Aktualizacja prognozy zapotrzebowania w planie BPKD powoduje, że do tego planu zaimportowana zostanie prognoza średnia piętnastominutowa.

Program Plankton udostępnia programowi LPD szereg danych, które są wskazane na rysunku 1, następnie zwrótnie po wykonaniu zadania przez moduł LPD pozyskuje plan pracy jednostek JWCD, rankingi tych jednostek, planowaną rezerwę mocy elektrowni szczytowo-pompowych oraz wymaganą rezerwę mocy jednostek JWCD.

Program LPD, czyli algorytm rozdziału obciążeń, wykorzystywany jest w procesie biznesowym OSP do wyznaczenia optymalnego planu pracy jednostek wytwórczych wchodzących w skład jednostek JWCD ciepłych. Moduł optymalizacyjny LPD jest algorytmem rozwiązującym zadanie doboru jednostek wytwórczych (ang. Unit Commitment – UC) oraz ekonomicznego rozdziału obciążeń (ang. Economic Dispatch – ED). Dobór jednostek wytwórczych jest złożonym matematycznie zadaniem, natomiast ekonomiczny rozdział obciążeń wyznaczany jest przy wykorzystaniu metody uproszczonej polegającej na uszeregowaniu ofert cenowych w stos. Wyniki obliczeń przekazywane są

następnie do modułu wyznaczającego rozptył mocy, w którym następuje ocena możliwości realizacji wyznaczonego planu poprzez sprawdzenie ograniczeń sieciowych w normalnych i awaryjnych stanach pracy. Uzyskanie wyniku polegającego na przekroczeniu ograniczeń skutkuje ich korektą w module GMOS i ponownym wykonaniem procesu obliczeniowego.

Optymalny plan rozdziału obciążeń jednostek JWCD – czyli plan PKD – wyznaczany jest poprzez rozwiązanie zadania optymalizacji, w którym minimalizowany jest koszt pokrycia prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną z uwzględnieniem występujących w systemie elektroenergetycznym ograniczeń.

Zmiennymi podlegającymi optymalizacji w procesie rozdziału obciążeń są wielkości energii wytwarzane przez jednostki wytwórcze w pasmach Ofert Bilansujących.

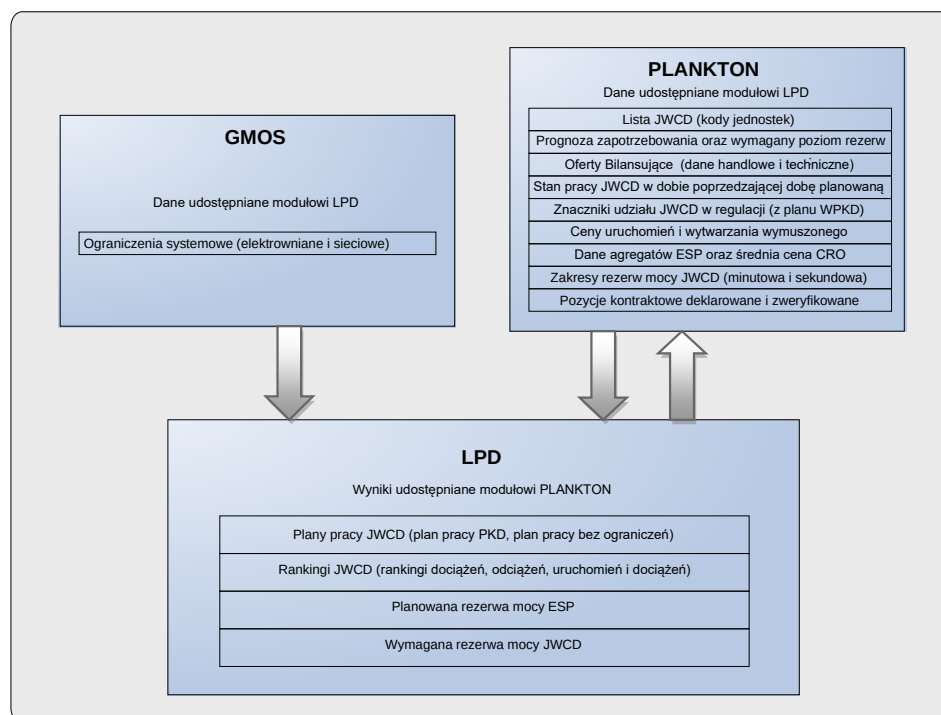
Parametrami zadania optymalizacji są:

- Ceny deklarowane w pasmach cenowych Ofert Bilansujących.
- Ograniczenia systemowe (elektrowniane i sieciowe).
- Prognoza zapotrzebowania wraz z wymaganym w systemie poziomem rezerw.
- Stan pracy jednostek wytwórczych na koniec doby poprzedzającej dobę planowaną.

Oferta Bilansująca zgłaszana przez jednostki wytwórcze składa się z danych handlowych oraz danych technicznych.

W ramach danych handlowych, dla każdej godziny planowanej doby, jednostki wytwórcze zgłaszają deklarowane wielkości energii w poszczególnych pasmach cenowych oferty (do 10 pasm), przy czym cena ofertowa rośnie dla kolejnych pasm. Ilość energii wykorzystanej z danego pasma może przybierać wartości od zera do wartości maksymalnej oferowanej w tym paśmie. Zasada ta nie odnosi się do pierwszego pasma oferty, w którym powinna być zgłoszona ilość energii odpowiadająca minimalnej dopuszczalnej wartości bieżącego punktu pracy jednostki wytwórczej uwzględniając jej potencjalny udział w regulacji. Suma ilości energii we wszystkich oferowanych pasmach w danej godzinie musi odpowiadać maksymalnej dopuszczalnej wartości bieżącego punktu pracy dla danego stanu udziału jednostki wytwórczej. Dopuszczalne wielkości bieżących punktów pracy wyznaczone są dla czterech przypadków: dla wyłączonych układów regulacji, dla pracy jednostki wytwórczej w regulacji pierwotnej, dla pracy jednostki wytwórczej w regulacji wtórnej, dla pracy jednostki wytwórczej w regulacji pierwotnej i wtórnej. Dane techniczne w Ofertach Bilansujących jednostek wytwórczych obejmują parametry związane z maksymalną szybkością dociążania i odciążania jednostki wytwórczej oraz parametry związane z charakterystyką rozruchu jednostki wytwórczej ze stanu gorącego, ciepłego i zimnego. Parametry te uwzględniane są w zadaniu optymalizacji jako odpowiednie ograniczenia na uruchamianie i poziom generacji jednostki wytwórczej w celu uzyskania wykonalnego grafiku pracy. Ograniczenia systemowe uwzględniane w zadaniu, to ograniczenia wynikające z warunków pracy sieci zamkniętej oraz ograniczenia elektrowniane, wynikające z przyczyn technologicznych po stronie elektrowni (postoje, ubytki, praca wymuszona).

Dane, na podstawie których tworzone jest zadanie optymalizacji oraz wyznaczany jest rozdział obciążeń JWCD importowane są do LPD z modułów GMOS i Plankton. Wyznaczony w LPD plan PKD, plan bez ograniczeń oraz listy rankingowe dociążeń, dociążeń i uruchomień oraz odciążień jednostek JWCD, udostępniane są aplikacji Plankton (rysunek 1).



Rysunek 1. Schemat wymiany danych modułu LPD z modułami GMOS i Plankton.

Zadanie optymalizacji do wyznaczenia rozdziału obciążeń JWCD jest zadaniem programowania całkowitoliczbowego i rozwiązywane jest za pomocą wyspecjalizowanego solvera.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. wykorzystują skuteczne środki planowania pracy KSE, do których należą systemy informatyczne umożliwiające bezpieczną pod względem technicznym i optymalną pod względem ekonomicznym pracę tego systemu. Stosowane przez PSE S.A. rezerwy utrzymania częstotliwości (FCR), odbudowy częstotliwości (FRR) oraz zastępcze (RR) umożliwiają reagowanie w adekwatny sposób do zmieniających się uwarunkowań wpływających na funkcjonowanie KSE. Wykonywane przez PSE S.A. czynności regulacyjne częstotliwości i przepływów mocy, w szczególności w liniach połączeń transgranicznych wynikają z potrzeby zapewnienia równoważenia podaży i popytu na energię elektryczną i dotrzymania warunków umów handlowych.

2. Analiza zgodności rozliczeń energii bilansującej i niezbilansowania z wymaganiami Rozporządzenia EBGL (Art. 44(1)).

Wszystkie jednostki grafikowe każdego z podmiotów uczestniczących w Rynku Bilansującym podlegają rozliczeniom, których przedmiotem jest energia bilansująca. Energia bilansująca jest różnicą pomiędzy zadeklarowaną a rzeczywistą ilością dostaw energii. Na energię bilansującą składają się energia bilansująca planowana i energia bilansująca nieplanowana. Energia bilansująca planowana wynika z przyjętych przez PSE S.A., na etapie planowania pracy systemu elektroenergetycznego, ofert bilansujących jednostek grafikowych aktywnych. Drugi składnik, czyli energia bilansująca nieplanowana wynika z weryfikacji zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii i Ofert Bilansujących oraz fizycznej realizacji dostaw energii. Rozliczenia dla poszczególnych jednostek grafikowych realizowane są za pomocą rozliczenia ilościowego i wartościowego. W rozliczaniu ilościowym wyznaczane są ilości dostaw energii na Rynku Bilansującym. W ramach

rozliczenia wartościowego wyznaczone są należności wynikające z dostaw energii na Rynku Bilansującym.

Przedmiotem rozliczenia zweryfikowanej ilości dostaw energii jest energia bilansująca nieplanowana, która stanowi różnicę pomiędzy deklarowaną a zweryfikowaną ilością dostaw energii oraz energia awarii. Należność dla jednostki grafikowej wyznaczana jest na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia, ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu albo sprzedaży oraz ceny rozliczeniowej energii awarii.

Ceny rozliczeniowe odchylenia są wyznaczone dla celów rozliczania składników energii bilansującej planowanej i nieplanowanej. Cena rozliczeniowa odchylenia CRO_h w godzinie h jest równa najwyższej cenie za wytwarzanie lub redukcję energii elektrycznej w planie BPKD swobodnie zbilansowanym (czyli wyznaczonym przy pominięciu wszystkich ograniczeń systemowych).

Plan BPKD swobodnie zbilansowany jest wyznaczany dla poszczególnych godzin doby, jako minimalnokosztowy plan pokrycia pasmami zdolności wytwórczych Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych, Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych oraz pasmami redukcji obciążenia Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych, zapotrzebowania na energię w obszarze Rynku Bilansującego.

Przy tworzeniu planu BPKD swobodnie zbilansowanego są uwzględniane:

- (1) Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych objęte Umowami Sprzedaży Energii dostępne ze względu na dyspozycyjność jednostek wytwórczych, oraz
- (2) Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych powyżej Umów Sprzedaży Energii dostępne ze względu na dyspozycyjność jednostek wytwórczych oraz warunki pracy sieci, oraz
- (3) Zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych wykorzystane do wytwarzania energii elektrycznej, oraz
- (4) Wykorzystane moce redukcyjne Jednostek Grafikowych Odbiorczych aktywnych, w części w jakiej zostały faktycznie zrealizowane.

Cena rozliczeniowa sprzedaży energii z rynku bilansującego (CRO_s) dla godziny h jest wyznaczana jako suma ceny rozliczeniowej odchylenia w godzinie h (CRO_h) oraz składnika bilansującego ΔB .

$CRO_{sh} = CRO_h + \Delta B$		
gdzie:		
CRO_h	–	Cena rozliczeniowa odchylenia w godzinie h .
ΔB	–	Składnik bilansujący.

Cena rozliczeniowa zakupu energii na rynek bilansujący (CRO_z) dla godziny h jest wyznaczana jako różnica ceny rozliczeniowej odchylenia w godzinie h (CRO_h) oraz składnika bilansującego ΔB .

$CRO_{zh} = CRO_h - \Delta B$		
gdzie:		
CRO_h	–	Cena rozliczeniowa odchylenia w godzinie h .
ΔB	–	Składnik bilansujący.

Wartość składnika ΔB jest wyznaczana na podstawie różnicy pomiędzy średnią ceną energii elektrycznej na rynku energii elektrycznej, z wyłączeniem centralnego mechanizmu bilansowania handlowego, oraz średnią ceną rozliczeniową odchylenia (CRO), przyjmując, że wartość tego składnika może być:

- (1) Większa od zera, jeżeli dla zapewnienia warunków konkurencji na rynku energii elektrycznej lub bezpieczeństwa pracy KSE jest wymagane tworzenie zachęt ekonomicznych, dla podmiotów uczestniczących w rynku energii elektrycznej, do bilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu w ramach umów sprzedaży energii elektrycznej zawieranych przez te podmioty.
- (2) Równa zero, jeżeli nie występuje potrzeba tworzenia zachęt ekonomicznych, o których mowa powyżej.

W rozliczeniach stosuje się wartość składnika bilansującego ΔB równą zero ($\Delta B = 0$ zł/MWh). Operator Systemu Przesyłowego ma możliwość wprowadzenia innej wartości składnika bilansującego ΔB , niż wskazana powyżej, na drodze aktualizacji Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.

Dla celów informacyjnych na etapie ustalania planu pracy KSE w dobie $n-1$ są wyznaczane (według zasad opisanych powyżej) ceny rozliczeniowe odchylenia dla dwóch wielkości zapotrzebowania KSE:

- (1) Wyższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE – ceny CRO^+ , CRO_s^+ , CRO_z^+ .
- (2) Niższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE – ceny CRO^- , CRO_s^- , CRO_z^- .

Przedmiotem rozliczenia skorygowanej ilości dostaw energii jest energia bilansująca planowana w ilości stanowiącej różnicę pomiędzy sumą zweryfikowanych a sumą skorygowanych ilości dostaw energii. Należność dla jednostki grafikowej jest wyznaczana na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia. W sytuacji gdy dostawa lub pobór energii elektrycznej została wymuszona ograniczeniami systemowymi w rozliczeniach stosuje się cenę rozliczeniową wymuszonej dostawy energii elektrycznej albo cenę wymuszonego odbioru energii elektrycznej oraz jednostkowy koszt uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Należność dla jednostki grafikowej odbiorczej aktywnej wyznaczana jest na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia albo ceny za redukcję energii elektrycznej.

Przedmiotem rozliczenia rzeczywistej ilości dostaw energii jest energia bilansująca nieplanowana stanowiąca różnicę pomiędzy skorygowaną a rzeczywistą ilością dostaw

energii oraz energia wytwarzana ze względu na ograniczenia elektrowniane. Należność dla danej jednostki grafikowej jest wyznaczana na podstawie ceny rozliczeniowej odchylenia, ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu albo ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży oraz ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych.

W wyniku prowadzonych przez OSP, w ramach operacyjnego planowania pracy systemu elektroenergetycznego, działań bilansujących i dostosowawczych powstaje koszt pokrycia zapotrzebowania w obszarze RB (KCZ). Na koszt KCZ składają się koszty zakupu lub sprzedaży energii bilansującej planowanej niezbędnej do zbilansowania systemu elektroenergetycznego przy jednoczesnym spełnieniu wszystkich ograniczeń systemowych. Część tego kosztu, odpowiadająca działaniom dostosowawczym, jest przenoszona poprzez taryfę OSP w ramach opłaty za świadczenie usług przesyłania. Jest to koszt ograniczeń KO. Pozostała część kosztu KCZ, odpowiadająca działaniom bilansującym, jest przenoszona poprzez RB w ramach zakupu lub sprzedaży energii bilansującej. Jest to koszt bilansowania KB.

Zgodnie z IRiESP wartości kosztów KCZ, KB oraz KO są wyznaczone w każdej godzinie doby w następujący sposób:

- Koszt KCZ jest wyznaczany jako suma należności i zobowiązań wszystkich Jednostek Grafikowych za energię bilansującą planowaną dostarczoną na RB i odebraną z RB w danej godzinie.
- Koszt KB jest wyznaczany jako suma należności i zobowiązań wszystkich Jednostek Grafikowych za energię bilansującą nieplanowaną dostarczoną na RB i odebraną z RB w danej godzinie.
- Koszt KO ustala się jako składnik domykający bilans kosztów na RB w danej godzinie.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. spełniają dla każdej godziny doby warunek neutralności finansowej Rynku Bilansującego, co oznacza, że w każdej godzinie suma wartości kosztów KCZ, KO i KB wynosi zero.

W okresie objętym niniejszym sprawozdaniem wskazane koszty kształtowały się na następującym poziomie:

Koszt	2018	2019
Koszt KCZ		
pokrycia zapotrzebowania w obszarze RB	49,86 mln zł	-686,43 mln zł
Koszt KO		
usuwania ograniczeń	554,15 mln zł	467,22 mln zł

System wyceny i rozliczeń należności w obszarze Rynku Bilansującego oparty na cenach marginalnych wiernie odzwierciedla sytuację niezbilansowania i wartość energii elektrycznej w czasie rzeczywistym przez co zachęca podmioty działające na rynku bilansującym do działań w celu przywrócenia bilansu systemu. Motywuje również uczestników Rynku Bilansującego do zachowań zgodnych z zasadami konkurencji tworząc zachęty do ofertowania opartego na krótkoterminowych marginalnych kosztach wytwarzania oraz do oferowania usług bilansujących na rynku, które są rozliczane po cenie najdroższej przyjętej oferty. Jest on także neutralny finansowo dla PSE S.A. jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie podaży i popytu energii w KSE i współpracę z zagranicznymi systemami elektroenergetycznymi oraz zapewnia zachęty do wywiązywania się z obowiązku zapewnienia wymaganych poziomów rezerw. Ponieważ cenotwórstwo marginalne jest stosowane przez większość OSP w Europie oraz jest przewidziane do zastosowania do rozliczeń energii bilansującej wymienianej w ramach

europejskich platform wymiany, stosowany przez PSE S.A. mechanizm powinien umożliwić stosunkowo łatwą harmonizację mechanizmów rozliczania niezbilansowania.

3. Dodatkowe mechanizmy rozliczenia (Art. 44(3)).

Obecnie PSE S.A. nie posiadają dodatkowego mechanizmu rozliczeniowego odrębnego od rozliczania niezbilansowania na potrzeby rozliczenia kosztów zakupu mocy bilansującej, kosztów administracyjnych oraz innych kosztów związanych z bilansowaniem. Brak przedmiotowego mechanizmu związany jest z brakiem pozyskiwania przez PSE S.A. mocy bilansującej.

Wykaz skrótów polskich (w kolejności alfabetycznej)

BPKD	–	Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy
GMOS	–	Generator Modeli Ograniczeń Systemowych
IRiESP	–	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (część Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci).
JWCD	–	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana
KSE	–	Krajowy System Elektroenergetyczny
OSP	–	Operator Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego
OZE	–	Odnawialne Źródła Energii
PKD	–	Plan Koordynacyjny Dobowy
PSE S.A.	–	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
WDB	–	Warunki Dotyczące Bilansowania
WPKD	–	Wstępny Plan Koordynacyjny Dobowy

Wykaz skrótów angielskich (w kolejności alfabetycznej)

FCR	–	Rezerwa utrzymania częstotliwości (ang. <i>Frequency Containment Reserve</i>)
FRR	–	Rezerwa odbudowy częstotliwości (ang. <i>Frequency Restoration Reserve</i>)
aFRR	–	Rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (ang. <i>Frequency Restoration Reserve</i>)
mFRR	–	Rezerwa odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną / ręczną (ang. <i>Frequency Restoration Reserve</i>)
RR	–	Rezerwa zastępcza (ang. <i>Replacement Reserve</i>)