Polskie Sieci Elektroenergetyczne

Raport

z procesu konsultacji społecznych

Projektu Zmian nr 1/2020
Warunków Dotyczących Bilansowania

Informacja o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia

Konstancin-Jeziorna, 7 września 2020 r.

Signature Not Verified
Dokument podpisany przez Andrzej Midera
Data: 2020.09.09 14:48:00 CEST

Spis treści:

1. LISTA DZIAŁAŃ W PROCESIE KONSULTACJI SPOŁECZNYCH 3

2. LISTA PODMIOTÓW, KTÓRE ZGŁOSIŁY UWAGI W PROCESIE KONSULTACJI SPOŁECZNYCH 4

3. ZESTAWIENIE UWAG UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU I SPOSÓB ICH UWZGLĘDNIENIA..... 5

3.1. UWAGI OGÓLNE 5
3.2. UWAGI SZCZEGÓŁOWE 54

4. SPECYFIKACJA ZMIAN DO PROJEKTU ZMIAN NR 1/2020 WARUNKÓW DOTYCZĄCYCH BILANSOWANIA 98

1. Lista działań w procesie konsultacji społecznych

Działania operatora systemu przesyłowego w ramach procesu konsultacji społecznych Projektu Zmian nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania (dalej nazywanego również „Projekt Zmian Warunków") z użytkownikami systemu przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Działania OSP w procesie konsultacji.

Lp.	Data	Opis działań
1.	15.07.2020	Komunikat OSP dotyczący opublikowania Projektu Zmian Warunków, opracowanego przez PSE S.A.
2.	15.07.2020	Opublikowanie Projektu Zmian Warunków na stronie internetowej PSE S.A. wraz z informacją o możliwości zgłaszania uwag.
3.	29.07.2020	Spotkanie informacyjne z użytkownikami systemu dotyczące Projektu Zmian Warunków.
4.	15.07.2020 ÷ 17.08.2020	Zbieranie uwag od użytkowników systemu dotyczących Projektu Zmian Warunków.
5.	18.08.2020 ÷ 07.09.2020	Analiza uwag zgłoszonych przez użytkowników systemu pod kątem ich uwzględnienia w Zmianach Warunków.
6.	18.08.2020 ÷ 07.09.2020	Opracowanie Zmian Warunków oraz raportu z procesu konsultacji społecznych.
7.	09.09.2020	Przedłożenie Zmian Warunków Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia.

2. Lista podmiotów, które zgłosiły uwagi w procesie konsultacji społecznych

Lp.	Podmiot	Komentarz
1.	Polskie Towarzystwo Elektrowni Zawodowych	
2.	Towarzystwo Obrotu Energią	
3.	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	
4.	Baltic Trade and Invest Sp. z o.o.	
5.	Związek Banków Polskich	Uwagi zgłoszone po terminie zakończenia procesu konsultacji, nie na formularzu zgłoszeniowym uwag.
6.	FOEEiG	Uwagi zgłoszone po terminie zakończenia procesu konsultacji, nie na formularzu zgłoszeniowym uwag.
7.	Lerta S.A.	
8.	Enel X Polska Sp. z o.o.	Uwagi zgłoszone po terminie zakończenia procesu konsultacji.
9.	Next Kraftwerke Sp. z o.o.	
10.	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie	
11.	ENGIE Zielona Energia Sp. z o.o.	
12.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.	
13.	Towarowa Giełda Energii S.A.	
14.	EPEX SPOT	
15.	ABB Sp. z o.o.	

3. Zestawienie uwag użytkowników systemu i sposób ich uwzględnienia

3.1. Uwagi ogólne

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
1.	Obecne WDB wskazują, że każdy moduł typu D ma status JWCD. Z kolei aktualizacja WDB nakłada na JWCD wymóg przyjęcia ZAK=1. Z powiązania tych warunków wynika, że status JWCD z ZAK=1 z mocy przepisu uzyskają obecne jednostki kogeneracyjne posiadające status JWCD oraz wszystkie nowe jednostki kogeneracyjne o mocy > 75 MW. Taki status nakłada na objęte nim jednostki kogeneracyjne niewykonalne zobowiązania pełnej dyspozycyjności wobec OSP, co grozić brakiem możliwości realizacji przez te jednostki swoich zobowiązań w zakresie ciepłownictwa. W przypadku jednostek kogeneracyjnych ze znacznikiem ZAK=1 wprowadzenie wszelkich ograniczeń w elektrowniach związanych z realizacją produkcji ciepła wiązać się będzie automatycznie z koniecznością rozliczenia kosztów ograniczeń na RB. W ramach drugiego etapu reformy rynku, od 01.01.2021 zaniknie funkcjonowanie jednostek wytwórczych rozliczeniowych i jednostki kogeneracyjne ze statusem ZAK=1 będą w pełni eksponowane na dodatkowe koszty związane z pełnieniem funkcji ciepłowniczych. Niezbędna jest odpowiednia korekta rozwiązań nowelizacji WDB w sposób, który umożliwi modułom typu D, w tym modułom nowym uzyskanie znacznika ZAK=2 w przypadku, jeśli te moduły produkują energię elektryczną w kogeneracji.	***Polskie Towarzystwo Elektrowni Zawodowych***	Uwaga nie została uwzględniona Zmiany nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania (dalej „Zmiany Warunków") nie wprowadzają zmian w definicjach JWCD i JWCK. Zgodnie z obowiązującymi regulacjami JWCD uczestniczą aktywnie w Rynku Bilansującym (dalej „RB") i w przypadku JWCD cieplnych są reprezentowane na RB w ramach Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych (dalej „JG_{Wa}"). Wprowadzenie znaczników aktywności (ZAK) na RB dla JG_{Wa}: ZAK=1 i ZAK=2, oraz przypisanie w Zmianach Warunków, że JWCD cieplne uczestniczą aktywnie w RB w zakresie odpowiadającym ZAK=1, nie wprowadza zmian w modelu aktywnego udziału JWCD cieplnych w RB w stosunku do modelu obecnie stosowanego. Oznacza to, że JG_{Wa} z ZAK=1 odpowiada aktualnemu modelowi udziału JG_{Wa} w RB. Nowy model aktywnego udziału w RB jest wprowadzany dla JG_{Wa} z ZAK=2 – model ten nie obejmuje zmiany stanu pracy jednostki w ramach mechanizmów RB i jest dedykowany jednostkom, które nie są JWCD. OSP dysponując mocą JWCD w procesach planowania i prowadzenia ruchu KSE uwzględnia uwarunkowania pracy tych jednostek, w tym w szczególności ograniczenia w pracy jednostek kogeneracyjnych wynikające z ciepłownictwa. Ograniczenia te mogą być zgłaszane jako ubytki mocy zawężające zakres dopuszczalnych zmian wielkości obciążenia jednostki w stosunku do planu pracy wynikającego z zapotrzebowania na ciepło technologiczne. Stąd

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
			aktywny udział w RB nie wprowadza zakłóceń w pracy jednostki w zakresie ciepłownictwa i jednocześnie umożliwia dostęp OSP do aktualnie dostępnych mocy regulacyjnych jednostki. Ponadto, niezależnie od powyższego, zgodnie z pkt 4.3.5.1. IRiESP - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci (dalej „IRiESP-Korzystanie"), w przypadkach uzasadnionych warunkami technologicznymi jednostki wytwórczej, OSP może odstąpić od wymogu centralnego dysponowania jednostką i zaliczyć ją do JWCK, co jednocześnie oznacza możliwość udziału aktywnego w RB jednostki w zakresie odpowiadającym ZAK=2 albo udział pasywny w RB. Każdy taki przypadek jest rozpatrywany indywidualnie.
2.	Biorąc pod uwagę konieczność umożliwienia kogeneracyjnym modułom typu D przyjmowania domyślnie znacznika ZAK=2 należy także zapewnić możliwość zmiany takim modułom znacznika ZAK=2 na ZAK=1 na ich wniosek. Potrzeba takiej gwarancji możliwości zmiany na etapie obecnej aktualizacji WDB wynika z konieczności stworzenia długoterminowych warunków rozwoju kogeneracyjnych modułów typu D, w tym rozwoju odpowiednich rozwiązań technologicznych pozwalających na przyszłe zwiększenie elastyczności funkcjonowania takich modułów w źródłach ciepła i możliwości wnioskowania o uzyskanie znacznika ZAK=1.	***Polskie Towarzystwo Elektrowni Zawodowych***	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Zasady zawarte w Zmianach Warunków umożliwiają zmianę znacznika aktywności Jednostki Grafikowej z ZAK=2 na ZAK=1. Aktywny udział w RB z ZAK=1 jest zawsze możliwy pod warunkiem spełnienia wymagań w tym zakresie określonych w Warunkach Dotyczących Bilansowania (dalej „WDB"). W zakresie zawartego w uwadze domyślnego przyjmowania znacznika ZAK=2 przez kogeneracyjne moduły wytwarzania typu D – patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 1. Ponadto zwracamy uwagę, że Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci nakłada na moduły wytwarzania typu D wymagania techniczne dotyczące obiektowych układów regulacji, które muszą być spełnione niezależnie od zakresu aktywności modułu typu D na RB.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
3.	Istnieje potrzeba wprowadzenia przepisów przejściowych, które będą regulowały kwestie przypisywania odpowiedniego statusu modułom typu D, dla których będą podpisywane umowy przesyłowe do końca roku 2020, gdy ich oddanie do użytku i uzyskanie odpowiednich praw i obowiązków związanych z posiadanym znacznikiem ZAK nastąpi dopiero po 1 stycznia 2021.	***Polskie Towarzystwo Elektrowni Zawodowych***	Uwaga nie została uwzględniona Umowa przesyłania zawarta w 2020 r., przed zatwierdzeniem Zmian Warunków przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, dotycząca jednostki wytwórczej, której oddanie do eksploatacji będzie miało miejsce po dacie wejścia w życie Zmian Warunków, będzie musiała zostać dostosowana w wymaganym zakresie, jeżeli wynika to z WDB uwzględniających zatwierdzone Zmiany Warunków oraz ewentualnej zmiany zakresu aktywnego udziału jednostki w RB. Moduły wytwarzania typu D będące JWCD mają obowiązek aktywnego udziału w RB zgodnie z obowiązującymi zasadami RB jak również po wejściu w życie Zmian Warunków. Pozostałe moduły wytwarzania po wejściu w życie Zmian Warunków będą mogły uczestniczyć w RB pasywnie, zgodnie z obecnymi zasadami, oraz dodatkowo aktywnie na wniosek Wytwórcy, po spełnieniu wymagań określonych w WDB. W opinii OSP nie jest konieczne wprowadzenie przepisów przejściowych. Patrz również odpowiedzi na uwagi ogólne nr 1 i 2.
4.	Podstawowymi modyfikacjami zawartymi w Zmianach nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania jest m.in.: • Umożliwienie aktywnego udziału w Rynku Bilansującym (RB) zasobom innym niż Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD). Uprzejmie prosimy o potwierdzenie, że na drugim etapie „reformy RB” tj. od 2022r. nie przewiduje się zmiany formy uczestnictwa w RB istniejących jednostek kogeneracyjnych – nJWCD cieplnych, i tym samym nadal będą one miały możliwość a nie obowiązek aktywnego udziału w RB.	***Polskie Towarzystwo Elektrowni Zawodowych***	Wyjaśnienie Zgodnie z aktualnym stanem prac nad wdrożeniem reformy RB, potwierdzamy, że nie jest planowane wprowadzenie obowiązku aktywnego udziału w RB w zakresie istniejących modułów wytwarzania typu D, które są nJWCD. Obowiązek aktywnego udziału w RB będzie dotyczył istniejących JWCD i nowych modułów wytwarzania typu D przyłączonych do sieci przesyłowej lub koordynowanej sieci 110kV.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	Ze względu na realizacje zadań ciepłowniczych w/w jednostki nie są w stanie zapewnić dyspozycyjności dla ZAK= 1 i ZAK= 2. Ponadto zdecydowana większość istniejących CHP nie spełnia standardów formalno- prawnych i technicznych, o których mowa w Warunkach. (systemy IT; układy ARNE)		
5.	Obecne zapisy regulacji dotyczących rynku bilansującego w powiązaniu z kodeksami sieciowymi powodują, że w przypadku znaczącej modernizacji istniejących modułów wytwórczych typu D moduły takie objęte zostają zobowiązaniami właściwymi dla jednostek JWCD, czyli otrzymują obowiązek aktywnego uczestniczenia w rynku bilansującym z ZAK=1. Należy wskazać, że nawet w przypadku znaczących modernizacji układów automatyki i regulacji istniejące jednostki kogeneracji mogą, ze względów technologicznych nie uzyskać zdolności do aktywnego uczestniczenia w rynku bilansującym, lub posiadać ograniczone możliwości w tym zakresie właściwe dla jednostek z ZAK=2. Podobna sytuacja może mieć miejsce w przypadku części nowych modułów kogeneracyjnych. W związku z powyższym wnioskujemy o wprowadzenie rozwiązań umożliwiających modułom wytwarzania typu D modernizowanym lub nowym o charakterze kogeneracyjnym możliwość zachowania lub uzyskania statusu nJWCD lub jednostki aktywnej z ZAK=2	***Polskie Towarzystwo Elektrowni Zawodowych***	Uwaga nie została uwzględniona Patrz odpowiedzi na uwagi ogólne nr 1 i 4.
6.	Przedstawiony projekt zmian zakłada likwidację usługi ORM, przy jednoczesnym braku wdrożenia rynkowych zasad pozyskiwania rezerw oraz mechanizmu scarcity pricing. Pragniemy podkreślić, że wdrożenie powyższych mechanizmów jest zobowiązaniem Polski jako państwa członkowskiego korzystającego z mechanizmu mocowego na gruncie rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 oraz na gruncie tzw. decyzji KE zatwierdzającej polski rynek mocy. Jednocześnie plan wdrażania, który został przyjęty przez Komitet do Spraw	***Towarzystwo Obrotu Energią***	Wyjaśnienie Plan wdrażania, który został przyjęty przez Komitet do Spraw Europejskich 14 maja 2020 r. (dalej „Polski Plan Wdrażania”) nie ma charakteru prawa powszechnie obowiązującego. Polski Plan Wdrażania został przyjęty przez RP jako państwo członkowskie zgodnie z art. 20 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	Europejskich 20 maja 2020 r. nie ma charakteru prawa powszechnie obowiązującego, w związku z czym opracowując Warunki dotyczące bilansowania PSE powinny brać pod uwagę w pierwszej kolejności wiążące Polskę prawo międzynarodowe oraz zobowiązania podjęte przez Polskę w ramach zatwierdzania polskiego rynku mocy.		5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Uwzględniając przywołane podstawy prawne przyjęcia Polskiego Planu Wdrażania i jego zakres przedmiotowy, OSP ma obowiązek działania według tego Planu w zakresie dotyczącym obszarów zadań OSP.
7.	Rozwiązania ograniczające arbitraż pomiędzy rynkiem dnia następnego i RB (str. 8) Proponujemy i prosimy o publikację stanu zakontraktowania w planie BPKD/BO zarówno na stronie publicznej, jak i umożliwienie pozyskiwania tych danych na bieżąco przez uczestników rynku.	***Towarzystwo Obrotu Energią***	<u>Wyjaśnienie</u> Stan zakontraktowania w planie BPKD/BO jest wyznaczany na podstawie wykonanych danych z RB, w tym w szczególności przy wykorzystaniu informacji o rzeczywistych ilościach dostaw energii elektrycznej (dalej „ER") Jednostek Grafikowych aktywnie uczestniczących w RB. Proces pozyskiwania danych pomiarowych do wyznaczenia pozycji ER poszczególnych Jednostek Grafikowych jest realizowany w trybie wstępnym dla doby *n* w dobie *n*+1, stąd nie jest możliwa publikacja na bieżąco informacji o stanie zakontraktowania w planie BPKD/BO. Jednocześnie informujemy, że OSP na swojej stronie internetowej (www.pse.pl) publikuje informacje o stanie zakontraktowania: (i) z dobowym wyprzedzeniem - z planu PKD, oraz (ii) na bieżąco – z planu BPKD, wyznaczone na podstawie aktualnie dostępnych danych. Stan zakontraktowania z planów PKD i BPKD może być wykorzystywany do szacowania stanu zakontraktowania w planie BPKD/BO, przy uwzględnieniu niepewności związanej z dynamiką zmian w systemie i możliwej aktualizacji Zgłoszeń USE w ramach RB Dnia Bieżącego (dalej „RBB").
8.	Dostosowanie zakresu informacji publikowanych przez OSP (str. 9) Zaprzestanie informowania o cenach rozliczeniowych odchylenia dla doby handlowej ze względu na ryzyko wprowadzenie w błąd spowoduje, że uczestnicy zostaną pozbawieni jakiejkolwiek informacji. Prosimy o pozostawienie tej informacji z	***Towarzystwo Obrotu Energią***	<u>Uwaga została częściowo uwzględniona</u> Utrzymana zostanie publikacja cen informacyjnych CRO^{+} i CRO^{-}. Nie będą publikowane ceny informacyjne CRO_S^{+}, CRO_S^{-}, CRO_Z^{+} i CRO_Z^{-} ze względu na ich zależność od

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	zastrzeżeniem, że dane nie uwzględniają możliwych aktualizacji Ofert Bilansujących.		stanu zakontraktowania w planie BPKD/BO – patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 7. Treść dodanego pkt 4.3.1.3.4.4.13. oraz zmodyfikowana treść pkt 5.5. i pkt 5.5. z Załącznika nr 3 jest przedstawiona w pkt 4. niniejszego Raportu.
9.	Wnioskujemy o publikację na stronie internetowej OSP listy węzłów sieciowych. W trakcie webinarium 29.07.2020 r. udzielono informacji, że takie rozwiązanie nie jest przez PSE S.A. planowane. Zwracamy jednak uwagę, że podanie definicji węzłów sieci pozwoli na etapie inwestycyjnym (zwłaszcza dla inwestorów źródeł PV), jak i sprzedażowym (w przypadku tworzenia agregatów sterowanych odbiorów energii) uwzględnienie możliwości aktywnego udziału w rynku bilansującym w analizie opłacalności inwestycji czy sprzedaży usługi agregowania odbiorów energii. Pozyskanie informacji o przypisaniu do węzła dopiero na etapie składania wniosku ograniczy możliwości tworzenia instalacji rozproszonych pod kątem umożliwienia aktywnego uczestnictwa w rynku bilansującym, co ograniczy w efekcie zasoby, które może wykorzystać OSP.	***Towarzystwo Obrotu Energią***	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Na stronie internetowej OSP zostanie opublikowana specyfikacja węzłów sieciowych, w ramach których możliwa będzie agregacja zasobów aktywnie uczestniczących w RB, wchodzących w skład jednej JG. Zmodyfikowana treść pkt 5.5. i pkt 5.5. z Załącznika nr 3 jest przedstawiona w pkt 4. niniejszego Raportu.
10.	Proponujemy doprecyzować kwestie związane z wyznaczaniem estymowanej ilości dostaw energii (EE) dla JG_{FWa} i JG_{PVa}.	***Towarzystwo Obrotu Energią***	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Definicja estymowanej ilości dostaw energii elektrycznej (dalej „EE") wprowadzona w Zmianach Warunków jednoznacznie określa wartość tej wielkości: *… jest równa wielkości wytwarzania energii przez JG w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego tej JG, która miałaby miejsce gdyby nie było polecenia redukcji generacji JG przez OSP …* Odnośnie do sposobu wyznaczania i pozyskiwania wielkości EE – patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 5.
11.	Proponowane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE) zmiany na rynku bilansującym były i są przedmiotem	***Towarzystwo Obrotu Energią***	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u>

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	wewnętrznych, szerokich dyskusji w ramach Towarzystwa Obrotu Energią (TOE), zrzeszającego spółki obrotu energią elektryczną, w tym w szczególności dyskusji w ramach Rady Zarządzającej TOE oraz Zespołu TOE ds. Rynku Hurtowego (ZRH). Zespół ZRH wypracował stanowisko - rekomendację wyłączenia z pierwszego etapu i przeniesienia na drugi, zmian Regulaminu Rynku Bilansującego (RB) - Warunków Dotyczących Bilansowania, w zakresie ustalania cen niezbilansowania, celem ograniczenia możliwości arbitrażu pomiędzy rynkiem hurtowym a rynkiem bilansującym. Pragniemy podkreślić, że celem przeniesienia wdrożenia nie jest podważanie zasadności wprowadzenia zmian przez PSE, ale sygnalizacja wystąpienia problemów organizacyjnych, wynikających z konieczności przygotowania się uczestników RB do obsługi tych zmian. W szczególności chodzi o brak możliwości organizacyjnego przygotowania się do tej fundamentalnej zmiany, która najprawdopodobniej z perspektywy PSE jest „prosta" do zaimplementowania, ale bardzo trudna z perspektywy uczestników RB, dodatkowo potęgowana pandemią COVID -19. Poniżej przytaczamy kilka argumentów przemawiających za przesunięciem w czasie na 2022 rok wdrożenia zmiany zasad ustalania cen niezbilansowania: • niepewność dot. kontraktacji i modyfikacji zapisów dot. kosztów bilansowania w istniejących i obecnie negocjowanych umowach. Stan kontraktacji na 2021 rok jest mocno zaawansowany, zarówno w obszarze sprzedaży energii z jednostek OZE, jak i odbiorcom końcowym; • proponowane przez PSE zmiany, w zakresie funkcjonowania RB, stawiają przed praktycznie wszystkimi uczestnikami rynku konieczność rozbudowania zespołów handlowych (w kierunku tzw. obsługi ciągłej rynku - 24/7), lecz obecny rok, przede wszystkim przez pandemię COVID-19, czyni to zadanie niewykonalnym (opóźnienia w publikacji regulacji, ograniczenia w działaniach biur, praktycznie niemożliwe		Informacja o planowanym wdrożeniu zmian zasad wyznaczania cen CRO_S i CRO_Z była przedstawiana na spotkaniu informacyjnym w listopadzie 2019 r. oraz podtrzymywana w ramach wszystkich kolejnych spotkań informacyjnych dotyczących zmian na RB. Niezmienny jest też termin wprowadzenia zmiany – od 2021 roku, który został potwierdzony również w Polskim Planie Wdrażania. Celem wprowadzanego rozwiązania jest przede wszystkim stworzenie zachęt do poprawnej kontraktacji energii elektrycznej, w tym ograniczenie arbitrażu pomiędzy rynkiem dnia następnego i RB. W ramach wdrażanej zmiany nie wprowadza się rozchylenia wartości cen CRO_S i CRO_Z. Uzależnienie wartości tych cen od stanu zakontraktowania i ceny RCE przyczyni się do lepszego wynagrodzenia uczestników rynku, którzy przyczyniają się do zbilansowania systemu, i w konsekwencji do mniej korzystnego rozliczenia tych, którzy to niezbilansowanie powodują, przy czym za każdym razem jest to rozliczenie wg tej samej jednolitej ceny ($CRO_S = CRO_Z$). Już teraz uczestnicy rynku, w celu ograniczenia kosztów bilansowania, powinni zgłaszać zbilansowane pozycje na RB i nadążnie je korygować w wymagających tego przypadkach. Ceny RB mogą przyjmować wartości od -50000 zł/MWh do 50000 zł/MWh, co oznacza, że w przypadku pozostania z otwartą pozycją kontraktową na RB, koszt bilansowania danego uczestnika może być bardzo wysoki. Ponadto kontraktacja na rynkach wcześniejszych przyczynia się do bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców w związku z zakontraktowaniem z wyprzedzeniem mocy wymaganych do pokrycia ich zapotrzebowania.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	do przeprowadzenia wdrożenie nowych procedur obsługi 24/7 i efektywne przeprowadzenie procesów rekrutacji i szkolenia zespołów); • niepewność/niestabilność dotycząca płynności na rynku intraday (Xbid) i przezto stawianie uczestników rynku przed ryzykiem braku wolumenu do pokrycia niezbilansowania. Wolumen pochodzący z importu/eksportu jest uzależniony od sytuacji w systemach elektroenergetycznych krajów sąsiednich, tym samym niepewny, a nawet okazjonalny (ryzyko braku płynności dostarczonej przez innych krajowych uczestników z przyczyn obiektywnych (Covid-19). Przy bardzo powolnym wdrażaniu się podmiotów z ekspozycją fizyczną do działania na rynku intraday, to firmy tradingowe w dużej mierze dbają o płynność i co równie ważne, o prawidłową wycenę energii w każdej chwili – po wprowadzeniu zmian możliwe ograniczenie ich aktywności; • proponowane rozwiązanie istotnie wpłynie na koszty „zamykania" pozycji oraz bilansowania, które będą przenoszone na klientów (wytwórców OZE, odbiorców końcowych itd.); • nowe zasady w żaden sposób nie wpłyną pozytywnie na zmianę sytuacji w systemie elektroenergetycznym, a biorąc pod uwagę skalę negatywnych konsekwencji, w tym wyjątkowo trudnym roku (COVID-19) wydaję się, że nowa zasada kalkulacji ceny musi być – podobnie jak inne kluczowe elementy wymagane przez Rynek Mocy – przeniesiona na 2022 rok; • dane dotyczące łącznego udziału wolumenu energii bilansującej w krajowym zużyciu energii elektrycznej brutto, wskazują, że jest to udział nieznaczny i malejący z roku na rok (wg opracowania Ministerstwa Klimatu z 14.05.2020 r. „Polski Plan Wdrażania", to zaledwie 4%).		Biorąc pod uwagę powyższe, OSP nie podziela przytoczonych w uwadze argumentów. Strategie kontraktacji oparte na zakupie bądź sprzedaży energii na RB, bo tylko w takich przypadkach wdrażana zmiana ma istotny wpływ na uczestników rynku, nie są strategiami poprawnymi. Dodatkowo zmiana ta jest wdrażana zgodnie z Polskim Planem Wdrażania. Ponadto wyjaśniamy, że przytoczone w uwadze 4%, zgodnie z Polskim Planem Wdrażania, odnosi się do energii bilansującej nieplanowanej odebranej z RB w 2018 r. (6,22 TWh), natomiast energia bilansująca nieplanowana dostarczona na RB wyniosła ok. 9,51 TWh, co stanowi ok. 6% krajowego zużycia energii elektrycznej brutto.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	Co ważne proponowane zmiany RB nie są wymagane przez regulacje warunkujące wprowadzenie Rynku Mocy, wobec czego do PSE należy decyzja o czasie, w którym zmiany te zostaną wdrożone.		
12.	1DSR Wysokie i budzące daleko idące wątpliwości sektora obrotu wymogi dot. tzw. zasobów zagregowanych, tj. min. moc osiągalna 5 MW brutto oraz warunek lokalizacyjny mogą, naszym zdaniem, stać w sprzeczności zarówno z europejskimi wymaganiami dotyczącymi bilansowania (EBGL), jak i decyzją notyfikacyjną Komisji Europejskiej ws. Rynku Mocy w Polsce. Celem wprowadzanych zmian, zgodnie z tymi dokumentami, jak i informacją PSE S.A. (jako OSP) we wprowadzeniu do projektu zmian jest m.in. „*umożliwienie aktywnego udziału w RB zasobom innym niż JWCD, w tym stronie popytowej (DSR)",* jednak proponowane zmiany mogą nieść dokładnie odwrotny skutek. Wysokie wymogi dot. mocy minimalnej, połączone z budzącym duże wątpliwości (szczególnie w kontekście DSR) warunkiem lokalizacyjnym mogą w praktyce blokować udział zasobów DSR oraz małych wytwórców w Rynku Bilansującym. Proponowana regulacja może okazać się niezgodna z oczekiwaniami Komisji Europejskiej oraz potrzebami zmieniającego się rynku, a także być podtrzymania *status quo*, w którym jedynymi dopuszczonymi w praktyce do rynku podmiotami będą, tak jak dotychczas, duże jednostki cieplne. Proponowana zmiana nie odpowiada na potrzeby rynku wynikające z gwałtownego przyrostu źródeł niesterowalnych w miksie oraz zbliżających się terminów wycofania z eksploatacji jednostek konwencjonalnych. W interesie OSP, jako m.in. podmiotu odpowiedzialnego za stabilizację systemu elektroenergetycznego powinno być wg nas dopuszczanie do Rynku Bilansującego oraz usług regulacyjnych jak największego wolumenu mocy elastycznej, której potencjał dziś jest niewykorzystany. Dla stabilizacji systemu kluczowe znaczenie w nadchodzących latach wg nas będą mieć małe jednostki, często	***Towarzystwo Obrotu Energią***	<u>Uwaga została częściowo uwzględniona</u> OSP przychyla się do postulatu zgłoszonego w uwadze, aby zmniejszyć do 1 MW próg minimalnej mocy osiągalnej Jednostki Grafikowej aktywnie uczestniczącej w RB . Zmodyfikowana treść pkt 2.1.3.19. ppkt (2.2), (5.2), (8.2), (9.2) i (10.2) oraz pkt A.1.1 i D.1.1 Załącznika nr 2 jest przedstawiona w pkt 4. niniejszego Raportu. Uwaga nie została uwzględniona w zakresie postulowanego w uwadze zniesienia warunku lokalizacyjnego dla agregacji zasobów w ramach jednej Jednostki Grafikowej aktywnie uczestniczącej w RB. <u>Wyjaśnienie dodatkowe</u> Zapewnianie odbiorcom ciągłości dostaw energii elektrycznej o odpowiednich parametrach jakościowych wiąże się ze spełnieniem dwóch podstawowych wymagań w odniesieniu do funkcjonowania KSE: (i) zbilansowania mocy produkowanej i pobieranej w skali całego systemu, oraz (ii) dopuszczalności przepływów mocy czynnej i biernej w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych. Za wypełnianie tych wymagań są odpowiedzialni operatorzy systemów elektroenergetycznych (OSP i OSD). Skuteczne wykonanie obowiązków w tym zakresie wymaga: (i) dostępu do informacji o warunkach pracy poszczególnych instalacji przyłączonych do sieci (wytwórczych, odbiorczych, magazynujących) oraz (ii) możliwości oddziaływania na pracę tych instalacji (bezpośredniej lub pośredniej), adekwatnych do wpływu

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	działające po stronie odbioru, jak np. zakłady przemysłowe z wewnętrzną generacją CHP i PV. Obniżenie wymogu minimalnej mocy do 1MW i rezygnacja z warunku lokalizacyjnego umożliwi tego rodzaju jednostkom aktywne uczestnictwo w Rynku Bilansującym i tym samym wygeneruje dodatkowe zachęty inwestycyjne w generację, elastyczność i efektywność energetyczną odbiorców. W pierwszej kolejności, w przypadku zagrożenia dostaw energii, powinny być uruchamiane jednostki DSR, których potencjał sięga nawet 2000 MW w skali kraju. Mając na uwadze sytuację związaną z odstawianiem bloków, które nie przeszły remontów wg. tzw.Konkluzji BAT, kluczowe będzie „sięgnięcie" po te rozwiązania, które są dostępne w pierwszej kolejności i są zgodne z rozporządzeniami unijnymi. Narzędzie jakim jest dobrowolny DSR spełnia wymogi konkluzji unijnych i jednocześnie wspomaga OSP w zarządzaniu bieżącym pracą sieci. Zwracamy się z prośbą o rezygnację z warunku lokalizacyjnego w przypadku DSR od 1.01.2021r. i w przypadku pozostałych odbiorów zagregowanych od 1.01.2022r oraz obniżenie minimalnej mocy osiągalnej do 1MW brutto.		tych instalacji na pracę sieci dystrybucyjnych oraz przesyłowej. Wpływ ten zależy z kolei zarówno od lokalizacji instalacji w sieci elektroenergetycznej – w rozumieniu występującego w danym obszarze sieci zapotrzebowania oraz generacji, jak i aktualnego stopnia rozwoju sieci – w rozumieniu możliwości przesyłania mocy między poszczególnymi obszarami sieci. Agregacja instalacji przyłączonych do sieci prowadzi zarówno do utraty informacji o poszczególnych instalacjach, jak i możliwości oddziaływania na te instalacje przez operatorów systemu. Z tego powodu zakres dokonywania agregacji instalacji przez uczestników rynku musi spełniać kryteria dopuszczalności z punktu widzenia zarządzania pracą sieci przez operatorów systemu. Jest to zasada ogólna, prawdziwa w odniesieniu do wszystkich systemów elektroenergetycznych, przy czym jej znaczenie narasta wraz ze zwiększaniem się elastyczności cenowej w systemie elektroenergetycznym oraz zwiększaniem wykorzystywania sieci dystrybucyjnych oraz przesyłowych do wymiany mocy. W celu zilustrowania praktycznego znaczenia tego zagadnienia poniżej został omówiony przypadek, gdy dla potrzeb aktywnego udziału w RB jest możliwe agregowanie odbiorów energii w skali całego systemu elektroenergetycznego. W takim przypadku oferta bilansująca / redukcji poboru mocy dotyczy wszystkich zasobów wchodzących w skład agregatu, zlokalizowanych w różnych lokalizacjach systemu. OSP aktywując tą ofertę nie ma możliwości sprawdzenia czy wynikające z niej rozpływy mocy lub poziomy napięć w sieci są dopuszczalne, tzn. nie powodują przeciążeń linii przesyłowych lub nie wpływają na niedotrzymanie wymaganych parametrów jakościowych pracy sieci. Również OSD, w sieciach których mogą być zlokalizowane odbiory świadczące usługę, nie mogą

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
			dokonać weryfikacji, czy taka aktywacja nie spowoduje zakłócenia pracy ich sieci. Z drugiej strony dokonanie takich weryfikacji ma podstawowe znaczenie z punktu widzenia poprawnych warunków pracy i musi być dokonywane przed aktywacją oferty. W wyjaśnieniu należy wskazać, że alternatywnym rozwiązaniem jest dopuszczanie do agregacji w skali systemu lub jego części tylko takich zasobów, w odniesieniu do których nie występuje ryzyko spowodowania niedopuszczalnych warunków pracy sieci. Innym rozwiązaniem może być takie zdefiniowanie oferty dla agregatu, aby jej aktywacja jednoznacznie określała, które zasoby będą uczestniczyć w realizacji oferty. Wymaga to jednak dokonywania dezagregacji oferty przez uczestników rynku na poszczególne zasoby na etapie jej składania (przypisania jaka część oferty będzie realizowana przez dany zasób). Z perspektywy krajowych potrzeb i planów w zakresie rozwoju elastyczności systemu poprzez angażowanie zasobów z sieci dystrybucyjnej, są to rozwiązania niepraktyczne. Spowodowałyby one bowiem drastyczne ograniczenie potencjału usług w tym zakresie. W związku z tym w WDB umożliwiono agregację instalacji w zakresie maksymalnie możliwym z punktu widzenia zapewnienia OSP warunków do poprawnego planowania i prowadzenia ruchu sieci przesyłowej. Przedmiotowe warunki agregacji stanowią jednocześnie maksymalny poziom agregacji w obszarze sieci przesyłowej dopuszczalny z perspektyw możliwości poprawnego planowania i prowadzenia ruchu sieci dystrybucyjnej przez OSD. Przy takim poziomie agregacji możliwe będzie opracowanie przez OSD zasad aktywacji ofert niepowodujących zakłóceń pracy sieci dystrybucyjnych.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
			Zastosowane w ramach powyższego modelu agregacji instalacji obostrzenie odnośnie do łączenia różnych typów instalacji w ramach jednego obiektu jest tymczasowe, i jest spowodowane niewdrożeniem jeszcze zgłoszeń programów pracy. Planowane jest zniesienie tego obostrzenia, przy zachowaniu rozróżnienia pomiędzy zasobami wytwórczymi i odbiorczymi, w ramach implementacji drugiego etapu zmian na RB, tj. od 1 stycznia 2022 roku.
13.	2DSR Zarówno w krótkoterminowych zmianach, jak i prezentowanej docelowej koncepcji Rynku Bilansującego, aspekt agregacji zasobów wg nas powinien być traktowany jako konieczny do spełnienia wymóg, a nie jak „szansa dla systemu”. Proponowana struktura obiektowa Rynku Bilansującego zakłada dedykowane Jednostki Grafikowe dla każdego rodzaju aktywów pracujących w systemie. Z założenia uniemożliwia się agregację komplementarnych obiektów w pojedynczą Jednostkę Grafikową (np. PV+wiatr+DSR+magazyn energii). Podejście takie wyklucza rozwój tzw. Wirtualnych Elektrowni mogących przecież stabilizować i bilansować system dzięki wewnętrznej koordynacji portfela różnych aktywów. W modelu rynku, w którym będzie następował gwałtowny wzrost jednostek PV konieczne będzie zaplanowanie bilansowania rynku poprzez narzędzia takie jak dodatkowa elastyczność (Wirtualna Elektrownia), np. dodatkowe zdolności w jednostkach kogeneracyjnych występujących w okresie letnim, jak i zmiana pracy jednostek np. typu elektrownie wodne zbiornikowe przy jednoczesnym skorzystaniu z DSR. Mając na uwadze wzrost liczby bloków w klasie 1000 MW (Kozienice, Jaworzno, Opole, Bełchatów) konieczne będzie bardzo szybkie wykorzystanie elastyczności. Wypadnięcie z systemu nawet jednej jednostki z dużych jednostek może powodować istotne problemy sieciowe. Mając na uwadze potencjał DSR na poziomie 2000 MW, możliwe będzie zabezpieczenie nawet 2 dużych bloków klasy 1000 MW.	***Towarzystwo Obrotu Energią***	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Rozwiązanie proponowane w uwadze dotyczące agregacji różnych typów instalacji w ramach jednej Jednostki Grafikowej aktywnie uczestniczącej w RB będzie możliwe po wdrożeniu etapu 2 zmian na RB, przy uwzględnieniu rozróżnienia Jednostek Grafikowych Wytwórczych i Odbiorczych. W zakresie rozliczania niezbilansowania możliwe będzie łączne rozliczanie dowolnych typów aktywów pracujących w systemie w ramach jednej Jednostki Bilansowej. Do implementacji postulowanego w uwadze rozwiązania jest wymagane wdrożenie wszystkich zmian planowanych w ramach reformy RB, w tym w szczególności wdrożenie zgłoszeń programów pracy na RB. Patrz również odpowiedź na uwagę ogólną nr 12.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	Dodatkowo, rozproszenie DSR „na sieci" będzie wspomagało jej pracę. W tym zakresie naszym zdaniem konieczne jest utworzenie jednej jednostki grafikowej dla (PV, MA, Wind, DSR) w celu lepszego zarządzania przez agregat. Zwracamy się z prośbą o zaprojektowanie struktury obiektowej w taki sposób, aby umożliwić składanie ofert bilansujących przez agregaty **nieograniczone** do pojedynczej kategorii aktywów.		
14.	3DSR Analogiczne działanie do opisanego wyżej zaobserwować można w „reformie" kluczowych dla KSE usług systemowych. Propozycja OSP może doprowadzić *de facto* do „zamknięcia" rynku usług systemowych dla niezależnych graczy. Uniemożliwienie zasobom zagregowanym i DSR świadczenia usług regulacji częstotliwości może okazać się sprzeczne z celami PSE jako operatora odpowiedzialnego za stabilizację systemu. Zasoby rozproszone o zdolności szybkiej reakcji na wahania częstotliwości mogą bilansować system w momentach szybkich spadków mocy w sieci np. ze źródeł zależnych pogodowo. Do takich zasobów zaliczyć można zagregowane i sterowalne odbiory (chłodnie, HVAC itp.), wewnętrzne źródła wytwórcze (przemysłowe CHP), a nawet gospodarstwa domowe z instalacją PV i magazynem energii. Doświadczenia z innych rynków (Niemcy, Australia, Szwajcaria, Holandia, Belgia, Izrael, Łotwa, Estonia, Japonia) pokazują, że agregaty małych zasobów (o możliwościach szybkiej zmiany pracy w dwóch kierunkach) nie tylko mogą świadczyć usługi systemowe, ale wręcz ich elastyczność jest niezbędna do dalszego rozwoju zdecentralizowanych systemów energetycznych z wysokim udziałem OZE. Notowane przyrosty PV i trwający gwałtowny rozwój projektów wiatrowych offshore i onshore są już przecież faktami, które projekt powinien uwzględniać. Posiadanie możliwości świadczenia usług regulacji częstotliwości umożliwi lepsze zarządzanie pracą sieci, co ma szczególne znaczenie w kontekście wzrostu zainstalowanej mocy PV. Do końca 2021 zainstalowana moc PV może zbliżyć się do	***Towarzystwo Obrotu Energią***	Wyjaśnienie Szczegółowe zasady udziału różnych zasobów w świadczeniu usług mocy bilansujących, pozyskiwanych na zasadach rynkowych, zgodne z Polskim Planem Wdrażania, zostaną określone i przedłożone do konsultacji społecznych w ramach 2-go etapu wdrażania zmian na RB. Wyjaśnienie dotyczące wpływu lokalizacji zasobów zagregowanych w ramach jednej Jednostki Grafikowej aktywnie uczestniczącej w RB na warunki pracy systemu elektroenergetycznego zostało przedstawione w stanowisku OSP do uwagi ogólnej nr 12.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	5000 MW, a do końca 2025 będzie to ponad 12000 MW. Umożliwienie świadczenia usług regulacji częstotliwości przez agregaty DSR wspomoże pracę sieci przy pracy jednostek PV. Zwracamy się z prośbą o dopuszczanie zasobów zagregowanych oraz DSR do świadczenia usług FCR, mFRR i aFRR po przejściu zdefiniowanego i niedyskryminującego procesu prekwalifikacji.		
15.	Zmiany mechanizmu wyznaczania cen CRO_h zawarty w punktach 4.3.1.3.4.4.7. oraz 4.3.1.3.4.4.8 **A. Harmonogram i jego wpływ na zawarte umowy** Zmiany przedstawione w dokumencie opublikowanym 15 lipca 2020 mają istotny wpływ na relacje kontraktowe pomiędzy stronami umów na dostawy energii elektrycznej (takich, które obejmują również pokrycie kosztów niezbilansowania lub umów na świadczenie usług podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie - POB). PSE po raz pierwszy zaprezentowało propozycje zmian co do sposobu stanowienia ceny za niezbilansowanie w listopadzie 2019 roku. W pierwszym materiale pojawił się sugerowany harmonogram działań zakładający przedstawienie treści proponowanych zmian do Warunków dotyczących Bilansowania już na przełomie stycznia/lutego 2020. W tym terminie nie zostały one opublikowane. Kolejna nieformalna informacja miała miejsce w maju 2020 roku. W ramach tej aktualizacji harmonogramu PSE zadeklarowało zaprezentowanie zmian na koniec czerwca 2020 roku. Ostatecznie dokument został opublikowany w dniu 15 lipca. Takie opóźnienia spowodowały, że większość producentów energii elektrycznej z farm wiatrowych zdecydowało się zawrzeć umowy obejmujące usługi bilansowania handlowego nie mając pełnej informacji co do możliwych zmian zasad rozliczania niezbilansowania. Obecnie proponowane przez PSE zmiany,	***Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej***	Uwaga nie została uwzględniona Zmiana zasad wyznaczania cen na RB, polegająca na uwzględnieniu stanu zakontraktowania w planie BPKD/BO przy wyznaczaniu wartości cen, dotyczy cen CRO_S i CRO_Z, a nie wskazanej w uwadze ceny CRO. Poniżej przedstawiamy wyjaśnienie dla poszczególnych kwestii poruszonych w uwadze. Ad. A. Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 11. Ad. B. Wdrażane rozwiązanie w zakresie zasad wyznaczania cen CRO_S i CRO_Z może przyczynić się do zwiększenia kosztów bilansowania wyłącznie tych podmiotów, które notorycznie przyczyniają się do niezbilansowania systemu, ale też jednocześnie premiuje podmioty, które pomagają zbilansować system, czyli odchylają się w kierunku przeciwnym niż stan zakontraktowania systemu. Wdrażane rozwiązanie jest neutralne dla podmiotów ze zbilansowaną pozycją oraz bliskie neutralnemu dla podmiotów, których odchylenia, tj. energia bilansująca nieplanowana, są sporadyczne i ich suma w dłuższym okresie dąży do zera.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	które mają wejść w życie od początku 2021 roku spowoduje konieczność renegocjacji i zmiany warunków już zawartych umów. Dodatkowo dla wielu podmiotów w branży energetyki wiatrowej jakiekolwiek zmiany umów wiążą się z uzyskaniem zgód kredytujących je banków. Jest to niejednokrotnie długotrwały proces, który ze względu na istniejące ograniczenia związane z pandemią może przedłużyć się do roku 2021, a więc już po wejściu w życie nowych zasad rozliczeń na rynku bilansującym. Spowodowałoby to ponoszenie przez powyższe podmioty wymiernych strat. **Postulujemy zatem przeniesienie wejścia w życie tychże zmian na początek 2022, co pozwoliłoby utrzymać obecnie zawarte umowy w niezmienionej treści oraz zawrzeć nowe na kolejne lata na znanych już zasadach. Jednocześnie dałoby to więcej czasu na rozmowy z instytucjami finansującymi.** **B. Podniesienie niepewności co do kosztów niezbilansowania, a co za tym idzie wzrost kosztów usługi POB** Proponowane przez PSE rozwiązanie zakłada, że cena za niezbilansowanie będzie wyznaczana dla uczestnika rynku jako mniej korzystna z dwóch cen: rynkowej ceny energii (jako notowanej na spotowym rynku giełdowym) oraz ceny krańcowej na rynku bilansującym (CRO) wyznaczanej przez PSE na podstawie ofert niezbędnych do zbilansowania systemu elektroenergetycznego. Elementem decydującym o zastosowaniu wyższej lub niższej z tychże cen jest pozycja netto zakontraktowania całego KSE zgodnie z definicją zamieszczoną w tymże dokumencie. W sytuacji kiedy Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) będzie sumarycznie przekontraktowany do rozliczeń na RB stosowana będzie niższa z cen. Natomiast w sytuacji kiedy cały system będzie niedokontraktowany zastosowanie będzie mieć wyższa z tych cen. Takie zaburzenie w samoistności cen rozliczeniowych		Tym samym, jak już to zostało wskazane w odpowiedzi OSP na uwagę ogólną nr 11, wdrażane rozwiązanie może przyczynić się do wzrostu kosztów na RB albo innymi słowy ograniczenia przychodów na RB, w stosunku do obecnej sytuacji, głównie dla tych podmiotów, których strategia jest ukierunkowana na sprzedaż bądź zakup energii z RB. Podmioty te, ze względu na potencjalne wahania cen CRO_S i CRO_Z, które już obecnie mogą mieć miejsce, stosując taką strategię powinny być przygotowane do możliwych zmian w wysokości rozliczenia ich niezbilansowania na RB. Ad. C. Cena CRO, stan zakontraktowania w planie BPKD/BO, są wyznaczane na podstawie rzeczywistych (wykonanych) danych z RB, a nie na podstawie prognoz OSP. Ewentualny błąd prognoz wykorzystanych przez OSP w planowaniu i prowadzeniu pracy systemu elektroenergetycznego, nawet jeśli ma miejsce, to nie ma wpływu na wartość cen CROs i CROz, a tym samym nie wpływa na wysokość kosztów bilansowania się uczestników rynku na RB. Wskazany w uwadze potencjalny wpływ pozycji grupy bilansującej na rozliczenie niezbilansowania danego podmiotu jest kwestią relacji umownych pomiędzy tym podmiotem a podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe (dalej „POB") danej grupy bilansującej. Pragniemy jednak zaznaczyć, że nie pozycja grupy, lecz stan zakontraktowania całego systemu w planie BPKD/BO ma wpływ na kształtowanie się cen CRO_S i CRO_Z. Ad. D. Arbitraż oparty wyłącznie na wirtualnych transakcjach, czyli transakcjach, których stronami nie są fizyczne zasoby, poza kwestią zabezpieczeń finansowych na RB,

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	na RB w opinii członków PSEW spowoduje podniesienie kosztów usług bilansowania handlowego. Dodatkowo brak możliwości wykonania rzetelnej analizy na przyszłość prowadzi do zwiększenia oczekiwanego ryzyka finansowego, jakim jest obarczona jest działalność Podmiotu Odpowiedzialnego za bilansowanie. Zmiana ta wpływać będzie nie tylko na działalność POB, ale także na producentów energii, w szczególności z OZE, jak również na odbiorów końcowych energii. W przypadku źródeł odnawialnych pierwsze szacunki wzrostu cen za obsługę POB dla farm wiatrowych wskazują na wzrost stawek nawet o **ok 5 PLN/MWh**. Wpływ zmiany kosztów bilansowania szczególnie uderzy w małych odbiorców i wytwórców, którzy nie posiadają odpowiednich służb i wiedzy do odpowiedniego prognozowania własnej pozycji na rynku bilansującym. Wzmocni to pozycję dużych grup i może niekorzystnie wpłynąć na stopień konkurencyjności podmiotów działających na rynku energii. **C. Brak wpływu jednostek OZE na warunki bilansowania i bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego** W obecnym kształcie rynku bilansującego niezbilansowanie lub odchylenia od pozycji kontraktowej dla źródeł OZE nie uczestniczących aktywnie w bilansowaniu systemu (a do tej pory jednostki wytwórcze inne niż JWCD nie miały takiej możliwości) nie mają wpływu na proces planowania pracy systemu. Według wcześniejszych informacji przekazywanych przez PSE ich potencjalna dostawa do sieci jest uwzględniana na podstawie prognozy przygotowywanej przez PSE w ramach własnych procesów (z wykorzystaniem zewnętrznych dostawców prognoz produkcji z OZE). W związku z tym PSE planuje pracę systemu nie przy uwzględnieniu zgłoszonych przez POBów grafików prac jednostek OZE, a na podstawie własnych prognoz. Zważając zatem na powyższe, prowadzi to do sytuacji, w której w rzeczywistości jednostki OZE, będące bilansowane handlowo		nie wprowadza istotnych zakłóceń. Natomiast arbitraż z udziałem fizycznych zasobów, w tym mający wpływ na zmianę salda wymiany międzysystemowej, skutkuje koniecznością podjęcia działań dostosowawczych na RB, których koszty ponoszą wszyscy użytkownicy systemu poprzez Taryfę OSP. Odnośnie do ewentualnych manipulacji na RB, to należy podkreślić, że wszelkie manipulacje mające na celu zmianę stanu zakontraktowania systemu powodują zmianę cen CRO_S i CRO_Z na bardziej niekorzystną dla strony manipulującej, tj. w celu wymuszenia przekontraktowania systemu, konieczne jest zawarcie dodatkowych USE, na zakup energii, której URB nie będzie w stanie wykorzystać i nieodebrana energia zostanie rozliczona jako dostawa energii bilansującej nieplanowanej na RB po cenie nie wyższej niż cena RCE. Poza tym potencjalne manipulacje są przedmiotem zainteresowania PPAT i jakiekolwiek podejrzenia manipulacji będą zgłaszane Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki. Ad. E. Koszt bilansowania energii (KB), tj. zakupu lub sprzedaży energii bilansującej nieplanowanej, jest uwzględniany przy wyznaczaniu kosztu usuwania ograniczeń systemowych (KO), pokrywanych w ramach składnika jakościowego Taryfy OSP. Oznacza to, że wielkość KB poprzez KO zostanie uwzględniona przy wyznaczaniu taryfy na kolejne okresy. Ad. F. Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 7.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	przez danego POBa ponoszą konsekwencje niezbilansowań innych uczestników rynku bilansowanych w ramach tego samego portfela oraz błędnych prognoz OSP, a nie odchyleń od swoich prognoz. PSE jako powód wprowadzenia zmian podaje też zabezpieczenie uczestników rynku przed niekorzystną zmianą depozytów, w przypadku znacznego wzrostu cen na rynku bilansującym. Twierdzenie takie wydaje się niezasadne, gdyż z punktu widzenia prowadzonej przez PSE działalności nie jest zadaniem operatora dbałość o bezpieczeństwo finansowe uczestników rynku. Dodatkowo wprowadzenie przez powyższy mechanizm wzrostów kosztów działalności handlowej kreuje dodatkową barierę wejścia na i tak już mocno regulowany rynek, co nie jest kierunkiem zgodnym z wytycznymi europejskimi. **D. Cel ograniczenia arbitrażu prowadzącego do konwergencji cen rynku hurtowego i rynku bilansującego** Jako powód wprowadzenia dyskutowanej zmiany PSE podaje konieczność ograniczenia zjawiska arbitrażu pomiędzy rynkami Spot i bilansującym. Jednakże należy się zastanowić, czy rzeczywiście arbitraż ma negatywny wpływ na funkcjonowanie rynku oraz jakie są potencjalne konsekwencje ograniczenia takiej możliwości . Mechanizm arbitrażu, chociaż negatywnie oceniany przez PSE, jest gwarancją uwzględniania właściwych bodźców cenowych na rynku energii, a oderwanie rynku hurtowego od rynku bilansującego jako najbardziej zbliżonego do fizycznych zasad funkcjonowania KSE może skutkować oddzieleniem się rynku spot od fizycznych fundamentów rynku energii elektrycznej. W szczególności ma to znaczenie wobec postępującej koncentracji podmiotów na rynku energii, które mogą próbować wykorzystywać ten mechanizm do intencjonalnego kreowania cen na rynku bilansującym, mając do dyspozycji możliwości oferowania dużych wolumenów produkcji energii elektrycznej z		

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	jednostek JWCD. Dodatkowo polski system jako centralnie dysponowany jest szczególnie predysponowany do tego typu negatywnych zjawisk (rozejścia się rynku hurtowego i rynku bilansującego) zmierzającej do nieprzewidzianych rezultatów tego typu zmian. **E. Różnica między kosztami zbilansowania systemu a kosztem/przychodem obliczonym według nowych zasad stanowić będzie dodatkowy przychód PSE.** Zgodnie z opisem sytuacji zaprezentowanym powyżej jest oczywiste, że Operator Sieci Przesyłowej zanotuje dodatni wynik finansowy w związku ze zmianą mechanizmu stanowienia cen rozliczenia niezbilansowania. Powstaje w związku z tym pytanie, czy PSE przeprowadziło analizy, ile wynosić będzie dodatkowy przychód OSP oraz na co Operator planuje przeznaczyć dodatkowe środki, uzyskane dzięki bilansowaniu system po cenie równej lub korzystniejszej niż realny koszt wykorzystania ofert bilansujących aktywnych uczestników rynku bilansującego. Z założenia Operator Systemu Przesyłowego powinien być transparentny i bilansować system po jak najniższych kosztach dla jego uczestników (brak nadwyżki marżowej), co w nowym mechanizmie nie jest zachowane. **F. Publikacja danych dotyczących stanu zakontraktowania systemu.** Według nowych zaproponowanych przez PSE zasad cena rozliczeń na rynku bilansującym będzie podlegała istotnym zmianom w zależności od stanu zakontraktowania systemu. Co za tym idzie informacja o poziomie zakontraktowania będzie jedną z kluczowych danych dla działalności w zakresie bilansowania źródeł lub odbiorców niestabilnych. Zwracamy uwagę, że obecnie na podstawie publikowanych przez PSE danych trudno jest przeprowadzić rzetelną i wiarygodną analizę prowadzącą do zaprognozowania stanu zakontraktowania		

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	systemu. Rozproszeni mniejsi uczestnicy rynku, tacy jak źródła OZE oraz niezależne podmioty handlowe obsługujące je w ramach rozliczeni na RB, nie mają, każdy z osobna, istotnego wpływu na poziom zakontraktowania systemu i co gorsza nie mają również możliwości racjonalnego przewidywania takiego stanu. Natomiast podmioty dominujące na rynku w takiej sytuacji będą w znacznie lepszej, uprzywilejowanej sytuacji mając wiedzę o swoich działaniach, które będą miały decydujący wpływ na pracę całego KSE. **W związku z tym prosimy o zwiększenie częstotliwości publikowania informacji prognozowanego stanu zakontraktowania systemu.** • **wnioskujemy w pierwszej kolejności o rezygnację z omawianej zmiany jako negatywnej z perspektywy funkcjonowania rynku energii elektrycznej oraz podnoszącej koszty bilansowania handlowego, co jest szczególnie istotne z perspektywy jednostek OZE oraz odbiorców energii elektrycznej;** • **w przypadku nie uwzględnienia pierwszego postulatu, wnosimy o odsunięcie w czasie wejścia w życie dyskutowanej zmiany do 1 stycznia 2022 roku, co pozwoli wszystkim stronom wykonać umowy zawarte na 2021 i w ciągu najbliższych kilkunastu miesięcy przygotować się na wejście w życie zmienionych formuł wyznaczania cen na rynku bilansującym;** **Prosimy o zwiększenie częstotliwości publikowania informacji prognozowanego stanu zakontraktowania systemu;**		
16.	Wnosimy o wyjaśnienie rozbieżności pomiędzy publikowanymi cenami RCE ze strony PSE (www.pse.pl) a cenami RCE wyliczanymi na podstawie algorytmu zamieszczonego w dokumencie Warunki Dotyczące Bilansowania (pkt. 4.3.1.8.1.4.) który uwzględnia ceny z kursów jednolitych Rynku Dnia Następnego bezpośrednio ze strony TGE (www.tge.pl).	***Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej***	Wyjaśnienie Wskazana w uwadze różnica pomiędzy ceną RCE wyznaczoną przez OSP a ceną wyznaczoną na podstawie wskazanych danych, wynika z kursu przyjętego do przeliczenia ceny dla fixingu II z EUR/MWh

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	Dla przykładu przedstawiamy sytuację dla godziny 1:00 dnia 01.07.2020 r. • Cena RCE – 207,08 zł/MWh • Kurs fixingu I – 210,00 zł/MWh (wolumen 1920,30 MWh) • Kurs fixingu II – 197,79 zł/MWh (wolumen 577,20 MWh) • Średnia ważona 207,18 zł/MWh Różnice pomiędzy poszczególnymi godzinami dochodzą do 0,30 zł/MWh.		na PLN/MWh. OSP do przeliczenia wskazanej ceny, zgodnie z pkt 4.3.1.8.1.4. WDB, stosuje średni kurs Narodowego Banku Polskiego z dnia, w którym odbywała się sesja notowań, a jeżeli kurs dla tego dnia nie został opublikowany, to do przeliczenia stosuje kurs Narodowego Banku Polskiego opublikowany w najbliższym dniu z okresu poprzedniego. Dla wskazanego przykładu cena fixingu II wynosi 44,19 EUR/MWh, a przeliczana po kursie z dnia 30.06.2020 r. równym 4,466 PLN/EUR, wynosi 197,35254 PLN/MWh, a nie 197,79 PLN/MWh jak wskazano w uwadze. Przekłada się to na wskazaną w uwadze różnicę cen.
17.	Projekt Zmian nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania przewiduje wdrożenie pierwszego etapu reformy Rynku Bilansującego od 1 stycznia 2021. Pierwszy etap reformy zakłada wprowadzenie daleko idących zmian dotyczących m.in. umożliwienia aktywnego udziału farm wiatrowych w rynku bilansującym, możliwości aktualizacji ofert bilansujących w ramach Rynku Bilansującego Dnia Bieżącego, zmiany w katalogu usług systemowych czy dostosowania procedur fakturowania i rozliczeń finansowych. Biorąc pod uwagę skalę proponowanych zmian oraz ich wpływ na prowadzenie bieżącej działalności przez uczestników Rynku Bilansującego oraz fakt, że sfinalizowanie przez PSE Zmiany nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania wymaga wciąż czasu, należy zauważyć, że okres pozostający uczestnikom RB na dostosowanie się do wprowadzonej reformy przez wytwórców jest bardzo krótki. Ponadto, należy mieć na uwadze, że projektowane zmiany Warunków Dotyczących Bilansowania będą wymagać jeszcze zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W konsekwencji, konsultowane obecnie regulacje mogą jeszcze ulec dalszym modyfikacjom tuż przed końcem 2020 r. (a więc bezpośrednio przed wejściem w życie pierwszego etapu reformy). W tym względzie, należy zauważyć, że duża część uczestników rynku, w tym wytwórców energii elektrycznej w instalacjach	***Baltic Trade and Invest Sp. z o.o.***	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Wprowadzenie zasad umożliwiających aktywny udział farm wiatrowych na RB nie jest równoznaczne z nałożeniem na farmy wiatrowe obowiązku aktywnego udziału w RB. Instalacje wiatrowe, które nie są zainteresowane aktywnym udziałem w RB będą mogły nadal funkcjonować wg dotychczasowych zasad. Proponowane rozwiązanie umożliwia farmie wiatrowej rozpoczęcie aktywnego udziału w RB w dowolnym momencie, po spełnieniu wymagań określonych w WDB, niekoniecznie w chwili wejścia w życie zasad umożliwiających taki udział, tak więc URB może zacząć aktywnie uczestniczyć w RB również w późniejszym okresie. Odnośnie do ewentualnego wpływu zmian na koszty bilansowania wytwórców – patrz odpowiedź na uwagi ogólne nr 11 i 15.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	wiatrowych, zawiera obecnie transakcje dotyczące sprzedaży energii elektrycznej z okresem dostawy przypadającym w 2021 r. i w kolejnych latach. Nie ma wątpliwości, że daleko idące modyfikacje proponowane w Projekcie Zmian nr 1/2020 wpłyną na koszty bilansowania wytwórców, a więc także na rentowność zawieranych obecnie kontraktów na dostawy energii elektrycznej. Ponadto, proponowane zmiany będą wymagać szeregu działań dostosowawczych po stronie uczestników rynku, w tym dotyczących np. systemów IT, procesów rozliczeń finansowych czy procedur wewnętrznych. Zgodnie ze zaktualizowanym harmonogramem reformy Rynku Bilansującego, publikacja dostosowanych standardów WIRE i SOWE ma nastąpić dopiero na przełomie sierpnia i września 2020 r. Tak krótki czas na dostosowanie systemów teleinformatycznych do zmienionych specyfikacji, może spowodować, że wielu uczestników rynku nie będzie w stanie odpowiednio przygotować się do wprowadzanej reformy. W rezultacie sugerujemy przesunięcie momentu wejścia w życie zmian wynikających z Projekt Zmian nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania na dzień 1 stycznia 2022 r. i zsynchronizowanie go z wejście w życie drugiego etapu reformy (który również ma planowo rozpocząć się 1 stycznia 2022 r.). Przesunięcie wejścia w życie proponowanych zmian pozwoliłoby uczestnikom Rynku Bilansującego na odpowiednie przygotowanie się do szeroko zakrojonej reformy działania tego rynku zarówno w zakresie handlowym (zawierania nowych kontraktów z okresem dostawy w 2022 r.) jak i organizacyjno-technicznym (dostosowanie systemów IT, procesów rozliczeń finansowych, procedur wewnętrznych). W naszej opinii, tak fundamentalne zmiany działania Rynku Bilansującego (mającego podstawowe znaczenie zarówno z perspektywy bieżącej działalności wytwórców jak i funkcjonowania całego Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i bezpieczeństwa energetycznego państwa) wymagają dłuższego okresu dostosowawczego i		

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	przygotowawczego zarówno po stronie uczestników rynku jak i samego operatora systemu przesyłowego.		
18.	Biorąc pod uwagę stopień skomplikowania proponowanej reformy Rynku Bilansującego dotyczącej nie tylko aspektów technicznych, ale również komercyjnych i prawnych, sugerujemy rozważenie wydłużenia procesu konsultacji publicznych zorganizowanych przez PSE. Wskazana uwaga pozostaje w bezpośrednim związku z naszą uwagą wskazaną w punkcie 1. Odsunięcie w czasie dnia wejścia w życie reformy powinno być związane z wydłużeniem procesu konsultacyjnego. Można również rozważyć powołanie dedykowanych grup roboczych składających się z przedstawicieli Operatora Systemu Przesyłowego oraz użytkowników systemu (zarówno wytwórców jak i odbiorców). W ramach takich grup roboczych mogą odbywać się prace dotyczące poszczególnych szczegółowych zagadnień związanych z planowaną reformą Rynku Bilansującego (zarówno kwestii technicznych, komercyjnych jak i prawnych). Wskazane grupy robocze byłyby też użytecznym narzędziem pozwalającym uzyskać użytkownikom systemu lepszą orientację w proponowanych zmianach. Z tego względu, sugerujemy zarówno przesunięcie wejścia w życie pierwszego etapu reformy Rynku Bilansującego (na dzień 1 stycznia 2022) jak również odpowiednie wydłużenie okresu konsultacji publicznych (np. o kolejny miesiąc).	***Baltic Trade and Invest Sp. z o.o.***	Uwaga nie została uwzględniona Zmiany zawarte w ramach etapu 1 reformy RB były przedstawione i konsultowane z uczestnikami rynku już w listopadzie 2019 roku oraz prezentowane w ramach kolejnych spotkań informacyjnych dotyczących wdrożenia reformy RB. Ponadto, zgodnie z Polskim Planem Wdrażania, wdrożenie reformy RB zostało podzielone na dwa etapy, tym samym zakres zmian wprowadzanych od 1 stycznia 2021 r., jest znacznie zawężony w stosunku do pierwotnie prezentowanego. Zwracamy również uwagę, że w zakresie wielu wprowadzanych rozwiązań, ich wykorzystanie ma charakter opcjonalny dla uczestnika rynku (np. aktywny udział w RB z ZAK=2) i nie wymaga dostosowania się do zasad z początkiem obowiązywania tych zasad.
19.	W nawiązaniu do ogłoszonych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. konsultacji Projektu Zmian nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania, Związek Banków Polskich z niepokojem przyjął fakt, iż tak istotne zmiany dotyczące rynku bilansującego mają zostać wprowadzone w relatywnie szybkim czasie, bez pogłębionej analizy skutków takich działań dla wszystkich interesariuszy, w tym banków finansujących rozwój energetyki, w szczególności odnawialnej. O ile potrzeba zmian wydaje się oczywista, o tyle zaproponowany termin wdrożenia - tj. syczeń 2021 r. - zbyt szybki, z uwagi na	***Związek Banków Polskich***	Uwaga nie została uwzględniona Patrz odpowiedzi na uwagi ogólne nr 11, 15, 17 i 18. Ponadto pragniemy zaznaczyć, że spotkania informacyjne dotyczące reformy RB, procesy konsultacji społecznych Koncepcji zmian RB oraz Projektu Zmian Warunków każdorazowo były otwarte dla wszystkich interesariuszy, w tym w szczególności dla Związku Banków Polskich, a informacje o tych wydarzeniach były publikowane na stronie internetowej OSP (www.pse.pl).

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	wpływ procedowanych zmian na treść umów zawieranych przez inwestorów z podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie oraz na poziom kosztów z tym związanych. Związek Banków Polskich chciałby zaznaczyć, że zmiany warunków dotyczących bilansowania są bardzo ważne, zwłaszcza dla projektów w Systemie Aukcyjnym, które są już po wygranej aukcji, a więc nie mają szansy uwzględnienia wyższych kosztów bilansowania w kalkulacji ceny aukcyjnej. Przedmiotowa kwestia jest wręcz podstawowa dla „starych" projektów - w systemie Zielonych Certyfikatów. ZBP zwraca się z prośbą o przedstawienie analiz, jak proponowane zmiany wpłyną na poszczególnych uczestników rynku, w tym szczególnie inwestorów farm wiatrowych i fotowoltaicznych oraz o wprowadzenie vacatio legis dla proponowanych zmian do stycznia 2022 r., co pozwoli dostosować umowy inwestorów i podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie do nowych warunków rynkowych. W ocenie Związku Banków Polskich konieczne jest wypracowanie najlepszych rozwiązań w dialogu ze wszystkimi stronami, w tym bankami finansującymi polską energetykę odnawialną, aby skutecznie wspierać i chronić sektor OZE przed niekorzystnymi zjawiskami destabilizującymi rozwój tego działu gospodarki. Związek Banków Polskich zwraca się z prośbą o uwzględnianie banków zrzeszonych w ZBP w tym dialogu.		Odnośnie do analiz w zakresie kosztów bilansowania poszczególnych uczestników rynku, to przede wszystkim wielkość tych kosztów zależy od strategii kontraktowania się uczestników rynku, tj. dokładności kontraktacji. Tak więc przy poprawnej kontraktacji – pozycji kontraktowej bliskiej wielkości wyprodukowanej / zużytej energii elektrycznej – wielkość tych kosztów powinna być pomijalna.
20.	**Stanowisko FOEEiG dotyczące zmian mechanizmu wyznaczania rozliczeniowej ceny CRO_h zawartych w punktach 4.3.1.3.4.4.7. oraz 4.3.1.3.4.4.8. w przedstawionym do konsultacji dokumencie zatytułowanym: „ZMIANY nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania" z dnia 14 lipca 2020 r.**	***FOEEiG***	Uwaga nie została uwzględniona Patrz odpowiedzi na uwagi ogólne nr 11 i 15. Dodatkowo w zakresie wskazanych w uwadze postulatów FOEEiG wyjaśniamy co następuje. Ad. 1. Zmiany Warunków wprowadzają mechanizm rozliczeń niezbilansowania JG uczestników rynku, w tym JG odbiorczych, uwzględniający kierunek niezbilansowania JG w stosunku do niezbilansowania całego KSE.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	Wpływ proponowanych zmian na wzrost kosztów energii elektrycznej zużywanej przez odbiorców przemysłowych, w wyniku wzrost kosztów niezbilansowania. Cena za niezbilansowanie ma być wyznaczana dla uczestnika rynku jako jedna z dwóch cen: - rynkowej ceny energii RCE (notowanej na rynku dnia bieżącego TGE) oraz - ceny krańcowej na rynku bilansującym (CRO) wyznaczanej przez PSE na podstawie ofert niezbędnych do zbilansowania systemu elektroenergetycznego. **Kosztem niezbilansowania odbiorca będzie obciążany niezależnie od tego, czy jego odchylenie będzie powiększać, czy też pomniejszać niezbilansowanie w KSE.** Elementem decydującym o zastosowaniu wyższej lub niższej z w/w cen będzie **poziom zakontraktowania** odbiorów końcowych w ramach całego KSE. Proponowana zmiana wpłynie w mniejszym stopniu na działalność POB rozliczających niezbilansowanie wielu podmiotów, a będzie szczególnie dotkliwa dla dużych odbiorców energii pełniących funkcję POB na własne potrzeby. Jej skutkiem będzie w szczególności pogorszenie konkurencyjności przemysłowych odbiorców energii elektrycznej działających samodzielnie na rynku energii. Powiększy ona również koszty bilansowania KSE ponieważ niezależnie od kierunku własnego niezbilansowania odbiorca będzie karany (raz nieco większą, a raz mniejszą jego ceną), co skutecznie zniechęci odbiorców końcowych do bieżącego monitorowania sytuacji w KSE, oraz sterowania własnym poborem stosownie do jego potrzeb.		W rozliczeniu premiowane są przypadki, gdy JG uczestnika rynku odchylają się w kierunku przeciwnym do odchylenia całego KSE. Oznacza to, że uczestnik rynku za niedokontraktowanie swoich JG będzie rozliczany po korzystniejszej cenie (zakup energii na RB po niższej cenie z cen CRO i RCE) w przypadku przekontraktowania systemu w planie BPKD/BO i analogicznie w przypadku przekontraktowania swoich JG będzie on rozliczany po korzystniejszej cenie (sprzedaż energii na RB po wyższej cenie z cen CRO i RCE) w przypadku niedokontraktowania systemu w planie BPKD/BO. Ad. 2. Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 7.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	Proponowane zmiany zatrzymają również rozwój rozproszonej energetyki przemysłowej, w szczególności opartej o niestabilne źródła OZE (fotowoltaika i wiatraki). Drastyczny wzrost kosztów niezbilansowania z pewnością zniechęci dużych odbiorców przemysłowych do przyłączania takich źródeł bezpośrednio do własnych sieci elektroenergetycznych. Proponowane zmiany nie wpłyną na wzrost zainteresowania: - uczestnictwem w Rynku Mocy dużych odbiorców przemysłowych, dla których główną barierą jest i pozostanie w przyszłości nieokreślony czas i ilość przywołań do dostarczania zakontraktowanej mocy, co dla zakładów produkcyjnych wykorzystujących w pełni swoje zdolności produkcyjne stwarza olbrzymie ryzyko kontraktowe, Zmiany w zgłoszeniach Ofert Redukcji Obciążenia dla JG_{Oa} - aktywnym udziałem dużych odbiorców przemysłowych posiadających sterowane odbiory energii w RB oraz prawdopodobnie w interwencyjnej ofertowej redukcji poboru (oferowane warunki wykluczają możliwość ich skutecznego konkurowania ze źródłami wytwórczymi, w szczególność JWCD). POSTULATY FOEEiG 1. Odstąpić od obciążania kosztami niezbilansowania odbiorców, których kierunek niezbilansowania zmniejsza niezbilansowanie KSE. 2. Wprowadzić system umożliwiający odbiorcom końcowym monitorowanie niezbilansowania w KSE w czasie rzeczywistym (jego wielkości i kierunku), by umożliwić im podejmowanie świadomych decyzji i sterowanie własnym poborem tak, by:		

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	- nie generować własnych kosztów niezbilansowania, zmniejszać niezbilansowanie w KSE.		
21.	Wysokie i nieuzasadnione wymogi dot. zasobów zagregowanych, tj. min. moc osiągalna 5 MW brutto oraz warunek lokalizacyjny stoją w sprzeczności zarówno z EBGL, jak i decyzją notyfikacyjną Komisji Europejskiej ws. Rynku Mocy. Celem wprowadzanych zmian, zgodnie z tymi dokumentami jak i oświadczeniem PSE S.A. we wprowadzeniu do projektu zmian jest m.in. „umożliwienie aktywnego udziału w RB zasobom innym niż JWCD, w tym stronie popytowej (DSR)", jednak proponowane zmiany niosą dokładnie odwrotny skutek. Tak wysokie wymogi dot. mocy minimalnej połączone z zupełnie niezasadnym warunkiem lokalizacyjnym blokują w praktyce udział zasobów DSR oraz małych wytwórców w Rynku Bilansującym. Proponowana regulacja jest nie tylko niezgodna z oczekiwaniami Komisji Europejskiej oraz potrzebami zmieniającego się rynku, a jest wręcz próbą podtrzymania *status quo*, w którym jedynymi dopuszczonymi do rynku podmiotami będą, tak jak dotychczas, duże jednostki cieplne. Proponowana zmiana nie odpowiada na potrzeby rynku wynikające z gwałtownego przyrostu źródeł niesterowalnych w miksie oraz zbliżających się terminów wycofania z eksploatacji jednostek konwencjonalnych. W interesie OSP, jako podmiotu odpowiedzialnego za stabilizację systemu elektroenergetycznego jest dopuszczanie do Rynku Bilansującego oraz usług regulacyjnych jak największego wolumenu mocy elastycznej, której potencjał dziś jest niewykorzystany. Dla stabilizacji systemu kluczowe znaczenie w nadchodzących latach mieć będą małe jednostki, często działające po stronie odbioru, jak np. zakłady przemysłowe z wewnętrzną generacją CHP i PV. Obniżenie wymogu minimalnej mocy do 1MW i rezygnacja z warunku lokalizacyjnego umożliwi tego rodzaju jednostkom aktywne uczestnictwo w Rynku Bilansującym i tym samym	***Lerta S.A.***	Uwaga została częściowo uwzględniona Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 12.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	wygeneruje dodatkowe zachęty inwestycyjne w generację, elastyczność i efektywność energetyczną odbiorców. W pierwszej kolejności, w przypadku zagrożenia dostaw energii, powinny być uruchamiane jednostki DSR, których potencjał sięga nawet 2000 MW w skali kraju. Mając na uwadze sytuację związaną z odstawianiem bloków, które nie przeszły remontów wg. Konkluzji BAT, kluczowe będzie sięgnięcie po te rozwiązania, które są dostępne w pierwszej kolejności i są zgodne z rozporządzeniami unijnymi. W naszej ocenie istnieje realne zagrożenie dot. odstawień bloków (m.in. zimna rezerwa w koncernie energetycznym Tauron czy B1 w el. Połaniec) po październiku 2021 oraz dalszego przedłużania się budowy nowego bloku w Jaworznie. To właśnie narzędzie jakim jest dobrowolny DSR spełnia wymogi konkluzji unijnych i jednocześnie wspomaga Operatora Sieci Przesyłowych w zarządzaniu bieżącym pracą sieci. Wnosimy o rezygnację z warunku lokalizacyjnego w przypadku DSR od 1.01.2021r. i w przypadku pozostałych odbiorów zagregowanych od 1.01.2022r oraz obniżenie minimalnej mocy osiągalnej do 1MW brutto.		
22.	Zarówno w krótkoterminowych zmianach, jak i prezentowanej docelowej koncepcji Rynku Bilansującego, aspekt agregacji zasobów jest traktowany jak konieczny do spełnienia wymóg, a nie jak szansa dla systemu. Proponowana struktura obiektowa Rynku Bilansującego zakłada dedykowane Jednostki Grafikowe dla każdego rodzaju aktywów pracujących w systemie. Z założenia uniemożliwia się agregację komplementarnych obiektów w pojedynczą Jednostkę Grafikową (np. PV+wiatr+DSR+magazyn energii). Podejście takie wyklucza rozwój Wirtualnych Elektrowni mogących stabilizować i bilansować system dzięki wewnętrznej koordynacji portfela różnych aktywów.	***Lerta S.A.***	Uwaga nie została uwzględniona Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 13.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	W modelu rynku, w którym będzie następował gwałtowny wzrost jednostek PV konieczne będzie zaplanowanie bilansowania rynku poprzez narzędzia takie jak dodatkowa elastyczność (Wirtualna Elektrownia) ,np. dodatkowe zdolności w jednostkach kogeneracyjnych występujących w okresie letnim jak i zmiana pracy jednostek np. typu elektrownie wodne zbiornikowe przy jednoczesnym skorzystaniu z DSR. Mając na uwadze wzrost ilości bloków w klasie 1000 MW (Kozienice, Jaworzno, Opole, Bełchatów) konieczne będzie bardzo szybkie wykorzystanie elastyczności. Wypadnięcie z systemu nawet jednej jednostki będzie powodowało istotne problemy sieciowe. Mając na uwadze potencjał DSR na poziomie 2000 MW, możliwe będzie zabezpieczenie nawet 2 dużych bloków klasy 1000 MW. Dodatkowo, rozproszenie DSR na sieci będzie wspomagało jej pracę. W tym zakresie konieczne jest utworzenie jednej jednostki grafikowej dla (PV, MA, Wind, DSR) w celu lepszego zarządzania przez agregat. Wnosimy o zaprojektowanie struktury obiektowej w taki sposób, by umożliwić składanie ofert bilansujących przez agregaty **nieograniczone** do pojedynczej kategorii aktywów.		
23.	Analogiczne działanie do opisanego w pkt. 1 zaobserwować można w „reformie” kluczowych dla KSE usług systemowych. Propozycja OSP jest *de facto* utrzymaniem dotychczasowej sytuacji i zamknięciem rynku usług systemowych dla niezależnych graczy. Uniemożliwienie zasobom zagregowanym i DSR świadczenia usług regulacji częstotliwości jest sprzeczne z celami PSE jako operatora odpowiedzialnego za stabilizację systemu. Zasoby rozproszone o zdolności szybkiej reakcji na wahania częstotliwości mogą bilansować system w momentach szybkich spadków mocy w sieci np. ze źródeł zależnych pogodowo. Do takich zasobów zaliczyć można zagregowane i sterowalne odbiory (chłodnie, HVAC itp.), wewnętrzne źródła	***Lerta S.A.***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 14.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	wytwórcze (przemysłowe CHP), a nawet gospodarstwa domowe z instalacją PV i magazynem energii. Doświadczenia z innych rynków (Niemcy, Australia, Szwajcaria, Holandia, Belgia, Izrael, Łotwa, Estonia, Japonia) pokazują, że agregaty małych zasobów (o możliwościach szybkiej zmiany pracy w dwóch kierunkach) nie tylko mogą świadczyć usługi systemowe, ale wręcz ich elastyczność jest niezbędna do dalszego rozwoju zdecentralizowanych systemów energetycznych z wysokim udziałem OZE. Notowane przyrosty PV i trwający rozwój projektów wiatrowych offshore i onshore są faktem, którego przedmiotowy projekt zdaje się niezauważać. Posiadanie możliwości świadczenia usług regulacji częstotliwości umożliwi lepsze zarządzanie pracą sieci, co ma szczególne znaczenie w kontekście wzrostu zainstalowanej mocy PV. Do końca 2021 zainstalowana moc PV zbliży się do 5000 MW a do końca 2025 będzie to ponad 12000 MW. Umożliwienie świadczenia usług regulacji częstotliwości przez agregaty DSR wspomoże pracę sieci przy pracy jednostek PV. Wnosimy o dopuszczanie zasobów zagregowanych oraz DSR do świadczenia usług FCR, mFRR i aFRR po przejściu zdefiniowanego i niedyskryminującego procesu prekwalifikacji.		
24.	Pierwszym z wymienionych powodów modyfikacji Warunków Dotyczących Bilansowania związanych z Rozporządzeniem Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania wymienionych w dokumencie jest umożliwienie aktywnego udziału w Rynku Bilansującym (RB) zasobom innym niż Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD), w tym stronie popytowej (DSR). Niestety dokument wprowadza niczym nie uzasadnione ograniczenie lokalizacyjne agregacji dla odbiorców - uczestników rynku bilansującego które praktycznie uniemożliwia prawie wszystkim odbiorcom udział w rynku bilansującym, a w konsekwencji również w rynku usług systemowych. Przy ograniczeniu agregacji do najbliższej stacji 110kW (jest takich	***Enel X Polska Sp. z o.o.***	Uwaga została częściowo uwzględniona W zakresie minimalnej mocy agregatu oraz warunku lokalizacji agregowanych zasobów – patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 12. W zakresie rynkowych mechanizmów pozyskiwania mocy bilansujących – patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 14.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	stacji w Polsce ok. 1700) praktycznie uniemożliwia to agregację a klientów mogących potencjalnie dostarczyć 5MW mocy jest w Polsce co najwyżej kilku- kilkunastu. Mamy doświadczenia z organizowanych przez PSE przetargów DSR obszarowych w latach 2018-2019, - musieliśmy odmówić udziału w DSR wielu klientom którzy byli w znacznie większych obszarach preferowanych – ponieważ nie było możliwości agregacji a startując z pojedynczymi klientami nie uzyskać wymaganej mocy oraz niezawodności i dokładności wykonanych redukcji – w tym wypadku większy, zagregowany portfel zapewnia większą niezawodność dostaw mocy. Rozproszone zasoby DSR nie powinny też być problemem dla PSE ze względu na znacząco mniejsze zmiany rozpływów mocy niż przy dużych obiektach wytwórczych a także pozytywny wpływ DSR na obciążenie sieci: zmniejszenie obciążania oraz strat sieciowych może pozwolić na likwidację części ograniczeń sieciowych. Proponowane ograniczenia w zakresie agregacji uniemożliwiając odbiorcom udział w rynku bilansującym są zatem sprzeczne **z Rozporządzeniem Komisji (UE) 2017/2195 którego celem zgodnie z punktem 1 f) jest m.in. : „ułatwienie udziału usług zarządzania strona popytowa, w tym zagregowanych instalacji odbiorczych oraz magazynów energii, przy jednoczesnym zapewnieniu im równych szans w konkurencji z innymi usługami bilansującymi a w razie potrzeby zapewnieniu im możliwości niezależnego działania przy obsłudze pojedynczej instalacji odbiorcze**j” Rozporządzenie określa także, że „Metoda wyceny produktów standardowych energii bilansującej powinna umożliwić stworzenie pozytywnych zachęt dla uczestników rynku w zakresie utrzymania lub pomocy w przywracaniu zbilansowania systemu w ramach ich obszaru obowiązywania ceny niezbilansowania, zmniejszenia niezbilansowania systemu i kosztów ponoszonych przez społeczeństwo. **Takie podejście do wyceny powinno prowadzić do efektywnego ekonomicznie wykorzystania usług zarządzania strona popytową** oraz innych środków bilansujących z uwzględnieniem warunków bezpiecznej pracy systemu. Metoda wyceny stosowana przy nabywaniu mocy		

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	bilansującej powinna dążyć do efektywnego ekonomicznie wykorzystania usług zarzadzania strona popytowa oraz innych środków bilansujących z uwzględnieniem warunków bezpiecznej pracy systemu.” Podkreślić także należy, że ograniczenia w zakresie agregacji odbiorców na rynku bilansującym nie są stosowane na innych rozwiniętych rynkach bilansujących w Europie takich jak Niemcy, Wielka Brytania czy Irlandia. W sąsiadujących z Polską Niemczech mimo występowania ograniczeń przesyłowych agregacja odbiorców jest nawet możliwa na terenie 4 różnych operatorów systemów przesyłowych		
25.	Brak możliwości świadczenia usług systemowych przez DSR - uwzględniono jedynie ewentualny udział w rynku bilansującym ale też jedynie jako redukcja zapotrzebowania, bez możliwości dostępu do usług systemowych, z dodatkowymi ograniczeniami agregacji opisanymi wyżej. Wprowadzane są za to nowe, kosztowne usługi dla wybranych grup wytwórców (Magazyny, Wiatr, PV), które obciążą rachunki odbiorców, natomiast odbiorcy nie mają możliwości uczestniczenia w usługach systemowych. Wobec problemów z nadmierną generacją wiatrową w okresie nocnym i wysokimi minimami technicznymi w elektrowniach cieplnych dużo efektywniejszym i bardziej ekonomicznym rozwiązaniem byłaby także usługa zwiększania zapotrzebowania przez odbiorców	***Enel X Polska Sp. z o.o.***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 14.
26.	Wprowadzono nową usługę systemową Interwencyjna ofertowa redukcja poboru mocy przez odbiorców zamiast programu bieżącego DSR. Zasada jej aktywacji – dopiero po wprowadzeniu stopni zasilania w zasadzie wyklucza możliwość przystosowania się odbiorców do jej realizacji. W ostatnich 35 latach tylko raz wprowadzono stopnie zasilania, także żaden odbiorca nie będzie ponosił nakładów finansowych na przystosowywanie się do świadczenia tej usługi. Wprowadzanie tej usługi w momencie kiedy wyłączenie staje się przymusowe nie ma nic wspólnego z dobrowolnym odpłatnym uczestnictwem jaki powinien charakteryzować usługi DSR. Kilka tysięcy odbiorców pamięta	***Enel X Polska Sp. z o.o.***	Wyjaśnienie *Niniejsze wyjaśnienie stanowi odpowiedź OSP na wszystkie zgłoszone uwagi dotyczące interwencyjnej redukcji poboru mocy przez odbiorców.* Zaproponowane rozwiązanie jest uzasadnione z technicznego i ekonomicznego punktu widzenia, oraz jest zgodne z przepisami prawa. Usługa interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców (dalej „DSR Interwencyjny”) stanowi nierynkowy, w rozumieniu funkcjonowania

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	jakie straty ponieśli poprzez przymusowe wyłączenia w roku 2015. Zamiast tego rozwiązania należałoby wykorzystać potencjał DSR w zakresie usług systemowych takich jak np. planowana rezerwa zastępcza (replacement reserve) o krótszym niż na rynku mocy czasie aktywacji oraz zapowiadana wcześniej i uwzględniona w ustawie o rynku mocy kontynuacja programu bieżącego		mechanizmów rynku bilansującego, środek służący do zapewniania bezpieczeństwa pracy KSE. Będzie ona wykorzystywana interwencyjnie przez OSP w przypadkach, gdy środki rynkowe będą niewystarczające. Ponadto, w związku z funkcjonowaniem rynku mocy w Polsce i wynikającymi z niego zobowiązaniami dostawców mocy do pokrywania krajowego zapotrzebowania, DSR Interwencyjny będzie stosowany dopiero po stwierdzeniu niewystarczalności środka w postaci ogłoszenia okresu zagrożenia na rynku mocy. Tym samym DSR Interwencyjny będzie stosowany bez uszczerbku dla wykorzystania usług rynkowych świadczonych przez odbiorców oraz wytwórców, w szczególności usług bilansujących redukcji zużycia energii elektrycznej przez odbiorców. Wprowadzenie do katalogu usług systemowych środka interwencyjnego OSP w postaci DSR Interwencyjnego ma na celu zapewnienie efektywnego ekonomicznie i skutecznego technicznie sposobu oddziaływania na zapotrzebowanie odbiorców w sytuacjach, gdy nie jest możliwe jego pokrycie ze względu na deficyt mocy po stronie zasobów wytwórczych. DSR Interwencyjny dzięki konstrukcji opartej na konkurencji ofertowej umożliwia wybór najtańszej – w sensie kosztów dla krajowej gospodarki, oraz najdokładniejszej – w sensie wymaganej ilości mocy, redukcji poboru mocy przez krajowych odbiorców. W przypadkach, gdy ilość redukcji poboru mocy uzyskana w ramach DSR Interwencyjnego nie będzie wystarczająca do zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE, będzie musiał być zastosowany kolejny środek interwencyjny OSP, w postaci ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (tzw. stopnie zasilania). Ponieważ w ramach tego środka jest stosowana

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
			równoczesna redukcja poboru mocy przez wszystkich odbiorców objętych tym mechanizmem, do poziomu określonego stopniem powyżej 11, to w przypadku konieczności zastosowania tego środka nie będzie możliwe równoczesne wykorzystywanie DSR Interwencyjnego. Wynika to ze współdzielenia zasobów w ramach obu środków. Stąd, w przypadku konieczności ogłoszenia stopnia zasilania wyższego niż 11, DSR Interwencyjny nie będzie stosowany. Powyższe środki interwencyjne OSP zostały przewidziane w celu minimalizacji ryzyka konieczności zastosowania ostatecznego środka spośród wprowadzanych na zasadach planowych, tj. awaryjnego odłączania odbiorców. Potencjał do DSR Interwencyjnego będzie pochodził ze stosowanych dotychczas programów IP-DSR oraz stanowiących ich kontynuację usług rynkowej redukcji zużycia energii elektrycznej przez odbiorców. Usługi rynkowe będą rozwijane zarówno w obszarze sieci dystrybucyjnych (jako usługi elastyczności), jak i w obszarze sieci przesyłowej (jako usługi bilansujące), w tym w ramach europejskich platform bilansujących. Zakłada się także, że w ramach rozwijania wewnętrznych mechanizmów zarządzania zużyciem energii elektrycznej przez odbiorców, w tym w związku z obowiązkami dotyczącymi ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej oraz udziału w SCO, będą powstawać nowe możliwości udziału w DSR Interwencyjnym.
27.	Niezgodność projektu z Dyrektywami z Pakietu Clean Energy for all European • Wprowadzenie usług DSR po ogłoszeniu stopni zasilania a nawet okresów zagrożenia na rynku mocy jest niezgodne z rozporządzeniem 2019/941z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej. Rozporządzenie stanowi, że „środki nierynkowe,	***Enel X Polska Sp. z o.o.***	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> W zakresie interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców – patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 26.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	takie jak przymusowe odłączenie odbioru bądź udostepnienie dodatkowych dostaw wykraczające poza normalne funkcjonowanie rynku, powinny być stosowane wyłącznie w ostateczności, gdy wszystkie możliwości zapewniane przez rynek zostały wyczerpane. W związku z tym, przymusowe odłączenie odbioru powinno być wprowadzane tylko wtedy, gdy wszystkie możliwości dobrowolnego odłączenia odbioru zostaną wyczerpane". Przy czym „środek nierynkowy" oznacza dowolny środek po stronie podaży lub popytu, który stanowi odstępstwo od zasad rynkowych lub porozumień handlowych, mający na celu złagodzenie kryzysu elektroenergetycznego. • Brak dostępu odbiorców do rynku bilansującego i usług systemowych oraz ograniczenie agregacji przy jednoczesnym wysokim limicie mocy minimalnej (5MW) . Bariery dostępu wyłączają z możliwości działania niemalże wszystkich odbiorców w Polsce, w tym liczną grupę odbiorców biorących już udział w programach DSR oraz podpisujących umowy dotyczące udziału w rynku mocy . Zgodnie tym samym rozporządzeniem 2019 /941 (art 6) Rynki bilansujące, w tym procesy kwalifikacji wstępnej, są zorganizowane w taki sposób, aby a) zapewnić skuteczną niedyskryminację między uczestnikami rynku, biorąc pod uwagę różne potrzeby techniczne systemu elektroenergetycznego oraz różne możliwości techniczne źródeł wytwarzania, magazynowania energii i demand response; (…) (c) zapewniają niedyskryminujący dostęp dla wszystkich uczestników rynku, indywidualnie lub poprzez agregację, w tym energii elektrycznej wytwarzanej ze zmiennych odnawialnych źródeł energii, demand response i magazynowania energii; (d) szanuje potrzebę uwzględnienia rosnącego udziału generacji zmiennej, zwiększonego udziału demand response i pojawienia się nowych technologii		W zakresie minimalnej mocy agregatu oraz warunku lokalizacji agregowanych zasobów – patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 12. W zakresie dostępu odbiorców do świadczenia usług mocy bilansujących – patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 14.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	Niezgodność z dyrektywą 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz : „Wszystkie grupy odbiorców (przemysłowi, komercyjni i gospodarstwa domowe) powinny mieć dostęp do rynków energii elektrycznej, by oferować na nich swoją elastyczność i energię wytwarzaną we własnym zakresie. **Odbiorcom należy umożliwić korzystanie w pełni z korzyści płynących z agregacji produkcji i dostaw na większych obszarach** oraz z konkurencji transgranicznej. Uczestnicy rynku zajmujący się agregacją mogą odgrywać istotną rolę jako pośrednicy między grupami odbiorców a rynkiem" Wprowadzane zasady blokują zarówno udział w rynku bilansującym (ograniczenia agregacji) oraz rynku energii (ceny rozchylone niezbilansowania czyniące nieekonomicznym przesuwanie obciążania na godziny pozaszczytowe)		
28.	Odbiorcy uczestniczący w rynku mocy nie są wynagradzani za wykonane redukcje, aby mogli aktywnie brać udział w rynkach energii i rynku bilansującym . Proponowane ograniczenia agregacji w połączeniu z minimalna mocą 5 MW praktycznie uniemożliwia ich udział w rynku bilansującym i przyszłym rynku usług systemowych, przez co ich udział w rynku mocy jest obarczony zdecydowanie większym ryzykiem. Tymczasem w decyzji KE dotyczącej zgody na rynek mocy jest stwierdzenie, jak należy się domyślać uzgodnione z Polskim rządem w art. 16 f): „Polska zapewni że DSR będzie uprawnione do uczestnictwa w hurtowych rynkach energii elektrycznej (w tym rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego, a także w rynku bilansującym i będzie traktowana w podobny sposób, jak na innym rynku uczestnicy i dostawcy usług bilansujących. DSR może być reprezentowany indywidualnie lub przez agregatorów". Ograniczenia agregacji do jednej stacji wysokich napięć przy pozostałych wymaganiach; System SCADA, prognozowanie z dokładnością do 10% czy minimalny wolumen 5 MW, w praktyce wykluczają agregację a potencjał DSR pojedynczych klientów niewykorzystany. Dzięki agregacji jest możliwe zapewnienie	***Enel X Polska Sp. z o.o.***	Uwaga została częściowo uwzględniona Patrz odpowiedzi na uwagi ogólne nr 12 i 14.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	odpowiedniej niezawodności usługi dla operatora (efekt portfelowy) oraz bezpieczeństwa udziału dla klientów dla których takie usługi nie stanowią nigdy podstawowej działalności.		
29.	Wprowadzenie rozchylonych cen niezbilansowania wprowadza dodatkowe koszty obciążające odbiorców (i wytwórców OZE) przy braku agregacji. Odchylenia w różnych kierunkach niezagregowanych odbiorców będą powodowały rozliczenia po różnych cenach, generując znacznie wyższe koszty bilansowania niż przy portfelu zagregowanym. Dodatkowo brak możliwości odwołania okresów zagrożenia w wypadku zwiększenia rezerw mocy już po ogłoszeniu okresu zagrożenia może spowodować koszty, które przy agregacji mogły by być do uniknięcia	***Enel X Polska Sp. z o.o.***	Wyjaśnienie Zmiany Warunków nie wprowadzają rozchylonych cen za niezbilansowanie. Wartość składnika bilansującego ΔB pozostaje równa 0, co oznacza że ceny rozliczeniowe odchylenia sprzedaży i zakupu są sobie równe (CRO_S = CRO_Z). Patrz również odpowiedź na uwagę ogólną nr 11.
30.	Aktywny udział w RB, zgodnie ze Zmianami Warunków, jest możliwy przez pojedyncze zasoby o mocy osiągalnej co najmniej 5MW brutto lub zasoby zagregowane o łącznej mocy osiągalnej co najmniej 5 MW brutto przyłączone do tego samego węzła sieci dystrybucyjnej 110kV albo 110kV/SN bądź reprezentowanych w tym samym węźle 110kV/SN. Jest to spore ograniczenie dla agregatora, który nie ma z definicji wiedzy, do którego węzła są przyłączone zagregowane przez niego jednostki. Prosimy o opublikowanie oficjalnie na stronie OSP lub przesłanie wykazu węzłów. Alternatywnie, prosimy o opis procesu, w jaki sposób agregator będzie mógł sprawdzić, czy spełnia to wymaganie.	***Next Kraftwerke Sp. z o.o.***	Uwaga została uwzględniona Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 9. Dodatkowo patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 12 w zakresie zmiany wymagania na minimalną wielkość mocy dla aktywnego udziału w RB.
31.	Rozdział ról Dostawcy Usług Bilansujących od Podmiotu Odpowiedzialnego za Bilansowanie Podczas spotkania informacyjnego (minuta nagrania 2:30:00) zostało powiedziane, że w pierwszym etapie reformy Rynku Bilansującego nie przewiduje się rozdziału ról Dostawcy Usług Bilansujących od Podmiotu Odpowiedzialnego za Bilansowanie. Wprowadza to duże bariery wejścia na rynek bilansujący dla firm posiadających wiedzę i technologię w zakresie dostarczania usług bilansowani systemu, ale niebędących Podmiotami	***Next Kraftwerke Sp. z o.o.***	Wyjaśnienie Zmiany w strukturze podmiotowej RB wprowadzające wyodrębnioną rolę Dostawcy Usług Bilansujących, zgodnie z Polskim Planem Wdrażania, zostaną wdrożenie w 2-im etapie zmian na RB, tj. od 1 stycznia 2022 r. W aktualnym modelu RB nie jest możliwe wyodrębnienie roli Dostawcy Usług Bilansujących bez wdrożenia innych, daleko idących zmian na RB, zaplanowanych w ramach reformy RB.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	Odpowiedzialnymi za Bilansowanie lub niemogących być Podmiotami Odpowiedzialnymi za Bilansowanie dla tych jednostek. Jest to regulacja dyskryminująca z punktu widzenia *Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Artykuł 17, punkt 3a)*. Proponowana zmiana: Wprowadzenie rozdzielenia ról Dostawcy Usług Bilansujących od Podmiotu Odpowiedzialnego za Bilansowanie, z wymogiem dla aktualnego Podmiotu Odpowiedzialnego za Bilansowanie odpowiedzialnego za daną jednostkę techniczną na zgodę udziału tej jednostki technicznej w Rynku Bilansującym pod oddzielną firmą - Dostawcą Usług Bilansujących.		
32.	Na jaki okres zostanie wprowadzona nowa regulacyjna usługa systemowa „Praca kompensatorowa”?	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Usługa „Praca kompensatorowa” została wprowadzona do katalogu usług systemowych i będzie podlegała kontraktacji przez OSP do czasu kiedy świadczenie tej usługi będzie niezbędne do dotrzymania parametrów jakościowych pracy sieci. Usługa „Praca kompensatorowa” będzie utrzymana w katalogu usług systemowych w ramach wdrażania 2-go etapu zmian na RB.
33.	„Jednostka Grafikowa z ZAK=1 pracuje w reżimie centralnego dysponowania i ten typ aktywności na RB jest obowiązkowy dla JWCD cieplnych reprezentowanych obecnie na RB w JGWa”. Jaki będzie status bloków kogeneracyjnych, które są obecnie JWCD lub nowych dużych jednostek kogeneracyjnych? Dla takich jednostek nie będzie możliwości by PSE zmieniało stan pracy danej JG – co wydaje się kwalifikować ją jako ZAK=2.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 1.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
34.	W celu uniknięcia przekroczeń zamówionej mocy umownej paliwa gazowego dla bloków gazowych powinien pojawić się nowy typ ubytku ograniczającego moc maksymalną. Przekroczenie zamówionej mocy umownej może się pojawić m. in. w przypadku przywołania wytwórcy przez PSE w godzinach kończących dobę gazową – 2:00-6:00 i wiąże się z dużymi karami ze strony operatora sieci gazowej. Ponadto operator sieci gazowej może nie zgodzić się na zwiększenie mocy gazowej wytwórcy, co przekłada się na brak możliwości zwiększenia produkcji energii elektrycznej w jednostce gazowej.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga nie została uwzględniona W przypadku ograniczeń w zakresie mocy gazowej, moc maksymalna elektryczna JG gazowej może zostać ograniczona poprzez zgłoszenie OSP ubytku typu „warunki eksploatacyjne”.
35.	Jaki jest powód odmiennego traktowania elektrowni systemowych i innych źródeł (również obecnie) w zakresie ograniczeń elektrownianych? Wydaje się logiczne, by ta część energii była rozliczana po CROSh, a nie mniejszej z dwóch CROSh i CEW.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Zasady mechanizmu rozliczeń energii ograniczeń elektrownianych na RB mają na celu ograniczenie nadmiernego wykorzystywania tego mechanizmu przez wytwórców, co spowodowałoby podniesienie kosztów bilansowania systemu przenoszonych na odbiorców w Taryfie OSP. Ponadto, Wytwórca może uniknąć rozliczenia energii ograniczeń elektrownianych na RB poprzez zgłoszenie odpowiedniej ilości USE. Dodatkowo należy zaznaczyć, że w przypadku, gdy dostarczona na RB energia z pasm ofertowych objętych wymuszeniem elektrownianym miała cenę ofertową niższą niż CRO, to JG jest rozliczana po cenie CRO, która może być wyższa (korzystniejsza dla Wytwórcy) niż CRO_S. Zasady rozliczania energii ograniczeń elektrownianych dla elektrowni systemowych nie ulegają zmianie w stosunku do aktualnie obowiązujących zasad.
36.	W dokumencie raz pojawia się zapis pełnej nazwy „Jednostka Grafikowa wytwórcza aktywna” a w innych przypadkach skrót JGwa. Proponujemy ujednolicić zapisy z użyciem skrótu.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie W aktualnej wersji dokumentu stosowane są zamiennie oznaczenia „Jednostka Grafikowa Wytwórcza aktywna” i „JG_{Wa}”.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
			Uwzględnienie propozycji zgłoszonej w uwadze wymagałoby wprowadzenia zmian w całym dokumencie WDB, w tym w szczególności w punktach WDB, które nie są uwzględnione w Zmianach Warunków. Prace w zakresie ujednolicenia zapisów WDB będą realizowane w ramach 2-go etapu zmian na RB, w ramach którego zakres zmian skutkuje potrzebą opracowania nowej wersji WDB.
37.	W dokumencie raz pojawia określenie doby handlowej „n" a winnych fragmentach jako „d" . Proponujemy ujednolicić zapisy z użyciem skrótu „n" .	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> W różnych częściach aktualnej wersji dokumentu stosowane są odmienne oznaczenia doby handlowej. W Zmianach Warunków zastosowane zostały oznaczenia doby handlowej stosowane w zmienianych punktach bądź stosowane w bezpośrednim sąsiedztwie zmienianych / wprowadzanych punktów. Uwzględnienie propozycji zgłoszonej w uwadze wymagałoby wprowadzenia zmian w całym dokumencie WDB, w tym w szczególności w punktach WDB, które nie są uwzględnione w Zmianach Warunków. Prace w zakresie ujednolicenia oznaczeń w WDB będą realizowane w ramach 2-go etapu zmian na RB, w ramach którego zakres zmian skutkuje potrzebą opracowania nowej wersji WDB.
38.	W obecnej propozycji zapisów WdB jasno należy określić, że w dniu wejścia w życie nowej wersji WdB jednostki dotychczas spełniające wymogi w zakresie świadczenia RUS automatycznie spełniają warunki i mogą je świadczyć dalej.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	<u>Wyjaśnienie</u> Wnioskowane w uwadze postanowienie jest już zawarte w Załączniku nr 2 do Warunków Dotyczących Bilansowania, w punktach: A.5., B.6. i D.5.
39.	Interwencyjna ofertowa redukcja poboru mocy dedykowana jako usługa systemowa jest dedykowana tylko dla odbiorców. Tymczasem proponowane zapisy mówią o tym, że jest to	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 26.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	element rynku bilansującego, który z zasady ma być niedyskryminujący. *II. Warunki Dotyczące Bilansowania w kontekście celów Rozporządzenia 2017/2195* *Pkt 1. otrzymuje brzmienie:* *Wzmocnienie efektywnej konkurencji, niedyskryminacji oraz przejrzystości na rynkach bilansujących.)* *2.1.11.3.* *Regulacyjne usługi systemowe w zakresie rezerwy interwencyjnej są świadczone w postaci usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców, przez sterowane odbiory energii, w której świadczenie usługi polega na prawie do oferowania redukcji obciążenia i zobowiązaniu do wykonania redukcji obciążenia w ilości zaoferowanej.* *2.1.11.8.* *OSP nie korzysta z usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców w okresie obowiązywania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej powyżej 11-go stopnia zasilania, poczynając od godziny, od której obowiązują te stopnie zasilania, z wyjątkiem przypadku, gdy polecenie redukcji zostało wydane przed ogłoszeniem komunikatu OSP o obowiązujących w danym okresie stopniach zasilania.* Wynika z tego, że powinna być w katalogu usług usługa systemowa tego typu również dla innych technologii.		
40.	Mając na uwadze, że od dnia 1 stycznia 2021 r. planowane jest wycofanie usługi Operacyjna Rezerwa Mocy, a jednocześnie nie zostanie wdrożony rynkowy (oparty o ceny, a nie o koszty) mechanizm pozyskiwania rezerw oraz mechanizm wyceny niedoborów (scarcity pricing), zgodnie z Decyzją KE o niezgłaszaniu zastrzeżeń do polskiego rynku mocy, proponujemy wprowadzenie rozwiązania przejściowego na rok 2021, które chociaż częściowo zrekompensuje wytwórcom powstałą lukę przychodową pomiędzy wycofaniem ORM a wdrożeniem	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Wycofanie określonych usług systemowych z początkiem 2021 r. oraz wprowadzenie od 2022 r. rynkowych mechanizmów pozyskiwania usług mocy bilansujących i mechanizmu wyceny niedoboru mocy (ang. scarcity pricing), są realizowane zgodnie z harmonogramem prac zawartym w Polskim Planie Wdrażania. Oznacza to, że na okres do czasu wdrożenia rynkowych mechanizmów pozyskiwania usług mocy bilansujących oraz mechanizmu wyceny niedoboru

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	rynkowego mechanizmu pozyskiwania rezerw i scarcity pricing. Jednocześnie, rozwiązanie to będzie pierwszy, istotnym krokiem w stronę rynkowego mechanizmu pozyskiwania rezerw w docelowym modelu rynku bilansującego. Proponujemy, aby mechanizm ten opierał się o wynagrodzenie za moc bilansującą za rezerwę zastępczą (replacement reserve – RR; rezerwa trójna) oraz rezerwę odbudowy częstotliwości (frequency restoration reserve, FRR; rezerwa wtórna), których możliwość nabywania przez OSP przewiduje zarówno Rozporządzenie 2019/943, jak i Rozporządzenie 2017/2195, nie byłoby to zatem traktowane jako mechanizm mocowy, nie wymagałoby także notyfikacji do KE. Zgodnie z Rozporządzeniem 2017/2195 OSP nabywający moc bilansującą powinien ustanowić zasady jej nabywania w ramach Warunków dotyczących Bilansowania, przyjmowanych na gruncie art. 18 tego Rozporządzenia. Mając na uwadze, że w ramach mechanizmu centralnego bilansowania wszyscy wytwórcy zobowiązani są do składania ofert bilansujących, należałoby określić wolumen mocy bilansującej w ramach rezerwy zastępczej (trójnej) oraz rezerwy odbudowywania częstotliwości (wtórnej), za jaki OSP przyznawałoby wynagrodzenie. Proponujemy przyjęcie rozwiązania zgodnego z poziomem wymaganej przez OSP nadwyżki mocy ponad prognozowane zapotrzebowanie w ramach PKD, tj. 9%, pomniejszonego o wolumen pozyskany przez OSP w ramach rezerwy utrzymania częstotliwości (FCR, regulacja pierwotna ~170MW). W praktyce rozwiązanie powinno polegać na wyznaczeniu w ramach PKD (w dobie n-1) przyrostowych ofert		mocy, nie jest planowane wdrożenie usług przejściowych. Ponadto, rok 2021 jest pierwszym rokiem dostaw na rynku mocy, a wynagrodzenie dla wytwórców z tego rynku powinno złagodzić wskazaną w uwadze „lukę przychodową” pomiędzy wycofaniem ORM a wdrożeniem rynkowych mechanizmów pozyskiwania usług mocy bilansujących oraz mechanizmu wyceny niedoboru mocy.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	bilansujących składających się na poziom opisany powyżej (9% powyżej ZRB, pomniejszone o 170 MW rezerwy pierwotnej), które co do zasady nie powinny być pokrywane Umowami Sprzedaży Energii w ramach RBB, nie powinny także być brane pod uwagę przy kształtowaniu stosu cenowego w ramach planów BPKD i wyznaczać ceny CRO, będąc do wyłącznej dyspozycji OSP. W przypadku obłożenia ich Umowami Sprzedaży Energii w ramach BPKD traciłyby one prawo do uzyskania płatności z tytułu rezerwy trójnej/wtórnej. W kontekście wyznaczenia ceny rozliczeniowej tych pasm przyjąć można bądź to stałą wartość (np. 20 zł/MWh), bądź też powiązać ją z ceną CRO (np. 10% ceny CRO). W ten sposób pasma mocy w ramach rezerwy trójnej i wtórnej będą wynagradzane za świadczenie tej usługi, chociaż częściowo mitygując negatywny wpływ powstałej w 2021 roku luki przychodowej.		
41.	Naszym zdaniem powinna zostać kontynuowana publikacja cen CRO^+ i CRO^- - jako cen informacyjnych w dobie n-1 dla planu PKD.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga została uwzględniona OSP, zgodnie z postulatem w uwadze, przywraca publikację cen informacyjnych CRO^+ i CRO^-. Patrz również odpowiedź na uwagę ogólną nr 8.
42.	W związku z przewidywanym zamknięciem bramki dla RBB w drugim etapie (1.01.2022 r) na 55 min przed godziną realizacji proponujemy rozważyć wprowadzenie tej zasady już na I etapie (od 1.01.2021 r) w celu ograniczenia ilości zmian na II-gim etapie reformy RB.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie W związku z uwagami szczegółowymi zgłoszonymi przez NEMO o wydłużenie czasu otwarcia bramki na dokonanie zgłoszeń USE w ramach RBB oraz niniejszą uwaga o skrócenie tego czasu, w Zmianach Warunków utrzymane zostaje zamknięcie bramki RBB na 50 minut przed rozpoczęciem godziny handlowej, której dotyczy bramka. Jednocześnie informujemy, że przesunięcie bramki RBB na 55 minut przed rozpoczęciem godziny handlowej,

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
			której dotyczy bramka, jest planowane na 1 stycznia 2022 r. Patrz również odpowiedź na uwagę szczegółową nr 71.
43.	Dążąc do przejrzystości dokumentu, lepszego jego zrozumienia oraz prostszego interpretowania niektórych zapisów i jednocześnie mając na uwadze rozróżnienie prawa stanowionego oraz prawa zwyczajowego proponujemy usunięcie z obowiązującej wersji WDB zapisów, które od wielu lat nie są stosowane przez OSP w tym chociażby takie punkty jak 4.3.2.5	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga nie została uwzględniona Przegląd całego dokumentu WDB jest planowany w 2-im etapie zmian na RB, w ramach którego zakres zmian skutkuje potrzebą opracowania nowego dokumentu WDB. Odnosząc się do wskazanego w uwadze pkt 4.3.2.5. dotyczącego dyscypliny ruchowej, pragniemy zaznaczyć, że dyscyplina ruchowa zasobów reprezentowanych w Jednostkach Grafikowych aktywnie uczestniczących w RB jest istotnym warunkiem bezpiecznego funkcjonowania KSE. Zgodnie z informacjami przedstawionymi przez OSP na spotkaniach informacyjnych dotyczących reformy RB, w ramach 2-go etapu zmian na RB jest planowane wzmocnienie postanowień dotyczących dyscypliny ruchowej w celu poprawy skuteczności ich oddziaływania.
44.	Wnosimy o rezygnację lub przesuniecie z Etapu 1 do Etapu 2 wdrażania zmian RB tj. na dzień 1 stycznia 2022 zmiany definiowanej jako „ograniczenie arbitrażu pomiędzy rynkiem dnia następnego i RB”. Za rezygnacją z (a przynajmniej przesunięciem) wdrożenia przemawiają następujące argumenty: 1. Zmiana ta nie wynika z regulacji prawnych określonych w Rozporządzeniu (UE)2019/943, Rozporządzeniu (UE)2017/2195 ani też z zobowiązań Polski wynikających z procesu notyfikacji przez Komisję Europejską wdrożenia rynku mocy w Polsce, może zatem zostać wdrożona w bardziej optymalnym dla uczestników rynku terminie.	***ENGIE Zielona Energia Sp. z o.o.***	Uwaga nie została uwzględniona Patrz odpowiedzi na uwagi ogólne nr 11 i 15.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	2. Procesy rynkowe związane z dostawami energii na rok 2021 odbywają się ze znacznym wyprzedzeniem, kontraktowanie energii rozpoczęło się co najmniej na dwa lata przed terminem dostaw przypadającym na rok 2021 i toczy się sukcesywnie na obecnie obowiązujących warunkach. Do dnia dzisiejszego co najmniej 70% wolumenu energii jest już zakontraktowane. Zmiana sposobu kalkulacji cen CRO na tak późnym etapie spowoduje perturbacje rynkowe związane z koniecznością modyfikacji, renegocjacji zawartych wcześniej umów – choćby w części dotyczącej kosztów bilansowania, które istotnie wzrosną na skutek postulowanego bardziej restrykcyjnego podejścia do wyznaczania cen CRO. 3. Jako uzasadnienie wprowadzenia tej zmiany przywoływany jest argument nadmiernego ryzyka podejmowanego przez niektóre podmioty i przez to ryzyka ich niewypłacalności. Tymczasem, zmiany w zakresie zabezpieczeń finansowych wprowadzone po 2018 r. były mechanizmem ograniczającym to ryzyko, a jeśli ono nadal istnieje, PSE powinno zwiększać wymogi wobec konkretnych podmiotów, unikając w ten sposób generowania dodatkowych kosztów i problemów operacyjnych dla całej reszty uczestników rynku. Tym bardziej, że dane dotyczące udziału wolumenu energii bilansującej w krajowym zużyciu energii elektrycznej brutto, wskazują, że jest to udział nieznaczny i malejący z roku na rok (wg opracowania Ministerstwa Klimatu z 14.05.2020 r. „Polski Plan Wdrażania", to zaledwie 4%). 4. Proponowane w tym zakresie zmiany stawiają przed sporą częścią uczestników rynku konieczność rozbudowania zespołów handlowych (w kierunku pracy w trybie zmianowym lub nawet 24/7). Obecny rok (z uwagi na szereg ograniczeń i perturbacji spowodowanych epidemią Covid) czyni to zadanie niewykonalnym. Opóźnienia w publikacji i zatwierdzeniu regulacji, ograniczenia w działaniach biur, praktycznie niemożliwe		

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	do przeprowadzenia w tak krótkim czasie procesy rekrutacji i szkolenia zespołów całkowicie uniemożliwiają wdrożenie nowych procedur organizacyjnych zmierzających do organizacji pracy w trybie 24/7.		
45.	Proponowane zmiany w zakresie wyliczania ceny CRO wprowadzające element nieliniowy (skokowy) do algorytmu jej obliczania, umożliwiają wykorzystywanie siły rynkowej poprzez manipulację. Dlatego, wnosimy o odstąpienie od wdrożenia tego mechanizmu lub przesunięcie jego wdrożenia na 1.01.2022 r. Taka manipulacja jest możliwa, ponieważ: 1. Według propozycji PSE poziom CRO będzie zależeć od stanu zakontraktowania systemu. Gdy stan zakontraktowania w danej godzinie jest bliski zbilansowania i zmienia się z niedokontraktowania na przekontraktowanie lub odwrotnie, CRO w wyniku takiej, nawet niewielkiej zmiany stanu zakontraktowania, może się zmienić o kilkadziesiąt do nawet kilkuset PLN/MWh. 2. Na rynku funkcjonują podmioty, które ze względu na swój udział w rynku w łatwy sposób mogą zmienić stan zakontraktowania systemu poprzez dokonanie zgłoszenia dodatkowej sprzedaży ze swoich jednostek wytwórczych, zwiększając w ten sposób stan zakontraktowania systemu, bądź poprzez dokonanie zgłoszenia odkupu energii wcześniej sprzedanej przez te jednostki (np. od przedsiębiorstw obrotu należących do tej samej grupy kapitałowej), co z kolei skutkować będzie zmniejszeniem stanu zakontraktowania systemu (przejściem z przekontraktowania do niedokontraktowania. 3. Poziom CRO w danej godzinie ma bardzo duże znaczenie finansowe dla URB, w sytuacji, gdy są oni niezbilansowani, a dodatkowo, obserwowane poziomy cen rynku bilansującego są istotnym elementem	***ENGIE Zielona Energia Sp. z o.o.***	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 15, szczególnie w zakresie odpowiedzi na pkt D. Dodatkowo, odnosząc się do poruszonej w uwadze kwestii wprowadzenia elementu nieliniowego przy wyznaczaniu cen CRO_S i CRO_Z, należy zauważyć, że wskazana nieliniowość występuje również przy wyznaczaniu ceny CRO. Skokowe zmiany wartości cen pasm w ofertach bilansujących powodują, że niewielka zmiana zapotrzebowania w obszarze RB może skutkować istotną zmianą wartości ceny CRO.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	cenotwórczym na rynku dnia następnego oraz na rynku terminowym. 4. Znając bieżący stan zakontraktowania rynku i mając narzędzie umożliwiające zmianę tego stanu z niedokontraktowania na przekontraktowanie lub odwrotnie, szczególnie w sytuacji gdy bezwzględna wartość stanu niezbilansowania jest niewielka, niektóre podmioty mogą zawierać i zgłaszać transakcje jedynie w celu zmiany stanu zakontraktowania systemu. To z kolei będzie skutkować oczekiwaną skokową zmianą poziomu CRO i w ten sposób, poprzez potencjalne zgłoszenie niewielkiego wolumenu umowy sprzedaży można wpłynąć na cenę, po jakiej będą rozliczane nieporównywalnie większe wolumeny niezbilansowania, co w konsekwencji wpłynie na ceny na rynku dnia następnego i rynku terminowym.		
46.	Wnosimy o wprowadzenie bardziej transparentnych i symetrycznych rozwiązań w zakresie informowania URB o planowanym (lub najbardziej prawdopodobnym) stanie zakontraktowania systemu. Aktualnie wykonanie stanu zakontraktowania KSE podawane jest codziennie ok. godziny 14:20 dla doby n-1, czyli de facto, w dniu handlu (w godzinach 10:00-13:00) URB mogą korzystać z danych zakontraktowania dla doby n-2. Najlepszym rozwiązaniem byłaby publikacja stanu zakontraktowania po każdej wykonanej godzinie (z opóźnieniem 1-2 godzin), ale każde skrócenie okresu od godziny wykonania do czasu publikacji leży w interesie uczestników RB, szczególnie małych i średnich. Obecnie, na mocno skoncentrowanym rynku, duże (i pionowo zintegrowane) podmioty mają o wiele lepszy obraz sytuacji niż pozostali uczestnicy RB. Biorąc pod uwagę planowany restrykcyjny algorytm stanowienia cen CRO (docelowo oparty na scarcity premium) sugerowane	***ENGIE Zielona Energia Sp. z o.o.***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 7.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	byłoby też wzmocnienie nadzoru (market surveillance) w celu przeciwdziałania wykorzystaniu siły rynkowej.		
47.	Wnosimy o wyjaśnienie rozbieżności pomiędzy publikowanymi cenami RCE ze strony PSE (www.pse.pl) a cenami RCE wyliczanymi na podstawie algorytmu zamieszczonego w dokumencie Warunki Dotyczące Bilansowania (pkt. 4.3.1.8.1.4.) który uwzględnia ceny z kursów jednolitych Rynku Dnia Następnego bezpośrednio ze strony TGE (www.tge.pl). Dla przykładu przedstawiamy sytuację dla godziny 1:00 dnia 01.07.2020 r. • Cena RCE – 207,08 zł/MWh • Kurs fixingu I – 210,00 zł/MWh (wolumen 1920,30 MWh) • Kurs fixingu II – 197,79 zł/MWh (wolumen 577,20 MWh) • Średnia ważona 207,18 zł/MWh Różnice pomiędzy poszczególnymi godzinami dochodzą do 0,30 zł/MWh.	***ENGIE Zielona Energia Sp. z o.o.***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 16.
48.	Doprecyzowane powinny zostać kwestie związane z wyznaczeniem cen CWD i CWO – w szczególności dla jednostek gazowych należy określić: a) jakie ceny gazu powinny zostać przyjęte do prognoz cen CWD i CWO b) jakie ceny uprawnień do emisji CO2 powinny zostać przyjęte do prognoz cen CWD i CWO	***PGNiG S.A.***	Wyjaśnienie Sposób prognozowania składowych cen CWD i CWO oraz kosztów uprawnień do emisji CO_2 na kolejny rok kalendarzowy leży w gestii Wytwórcy, przy czym konieczne jest zachowanie należytej staranności przy ich wyznaczaniu. Wartości przedstawiane w prognozie nie są wykorzystywane do rozliczeń na RB, ale służą do oszacowania kosztów funkcjonowania RB w następnym roku kalendarzowym.
49.	Należy rozpatrzeć zasadność uwzględniania wysokości wsparcia w wyznaczaniu kosztów CWD i CWO. Przyznawanie i rozliczenie systemu wsparcia dla JG powinno być dokonywane niezależnie od działań i rozliczeń podejmowanych na RB.	***PGNiG S.A.***	Wyjaśnienie Zmiany Warunków, w tym w szczególności zasady rozliczeń dostawy i odbioru wymuszonego energii bilansującej, nie ingerują w zasady działania systemów wsparcia. Systemy te są regulowane i działają niezależnie od RB. Postanowienia Zmian Warunków jedynie uwzględniają funkcjonujące systemy wsparcia w rozliczeniach Jednostek Grafikowych aktywnie

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
			uczestniczących w RB: rekompensują w rozliczeniach redukcji wymuszonej utracone przychody Wytwórcy z systemów wsparcia oraz uwzględniają dodatkowe przychody Wytwórcy z systemów wsparcia w przypadku rozliczenia dostawy wymuszonej.
50.	Należy uwzględnić koszty transakcyjne zakupu/sprzedaży praw majątkowych.	***PGNiG S.A.***	Uwaga została uwzględniona OSP zgadza się z postulatem zawartym w uwadze. Koszt transakcyjny zakupu/sprzedaży praw majątkowych powinien być uwzględniony w rozliczeniach energii bilansującej wymuszonej na RB, w zakresie tych systemów wsparcia, które podlegają obrotowi giełdowemu. Oszacowany przez OSP koszt transakcyjny stosowany przez podmioty pośredniczące wynosi 0,38% indeksu określonych praw majątkowych. Zmodyfikowana treść pkt 4.3.1.3.4.1.11. ppkt (2.1) i (2.2) jest przedstawiona w pkt 4. niniejszego Raportu.
51.	Doprecyzować należy również kwestie związane z wyznaczaniem estymowanej ilości dostaw energii (EE) dla JG_{FWa} i JG_{PVa}.	***PGNiG S.A.***	Uwaga nie została uwzględniona Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 10. Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 5.
52.	Podczas spotkania informacyjnego dotyczącego zmian zasad funkcjonowania RB informowaliście Państwo m.in. o wymaganych systemach IT tj.: LFC, SCADA, WIRE i SOWE. W kontekście systemów VPP (wirtualne elektrownie) po stronie rozproszonych wytwórców (OZE), dostawców i odbiorców energii, którzy będą mogli stać się uczestnikami rynku bilansującego W 2021/2022, chciałabym prosić o informacje odnośnie: - wymaganych informacji, które należy wymieniać między wskazanymi wymaganymi systemami a systemem VPP, - wymaganych protokołów wymiany informacji, - z punku widzenia handlu energią oraz optymalizacji VPP istotna jest optymalizacja w ciągu dnia bieżącego oraz na dzień	***ABB Sp. z o.o.***	Wyjaśnienie Zakres danych wymienianych w ramach systemów IT przywołanych w uwadze określają IRiESP-Korzystanie oraz WDB. Ponadto zakres danych wymienianych w ramach systemów WIRE i SOWE jest zawarty w Standardach technicznych publikowanych na stronie internetowej OSP (www.pse.pl). Aktualnie zostały opublikowane wersje robocze standardów WIRE i SOWE, które uwzględniają zmiany na RB określone w Projekcie Zmian Warunków. Zaktualizowane wersje standardów zostaną opublikowane niezwłocznie po opracowaniu ostatecznej wersji Zmian Warunków.

Lp.	Treść uwagi	*Zgłaszający uwagi*	Stanowisko OSP
	następny, czy finalnie w obu tych modelach należy przyjąć próbkowanie co 15 minut? Z góry dziękuję za informacje oraz udostępnienie stosownej dokumentacji.		Szczegóły techniczne dotyczące wymiany informacji pomiędzy systemami OSP (WIRE, SOWE) a systemami Operatorów Rynku/Elektrowni (WIRE/UR, SOWE/EL) są zawarte w dokumencie pt. „Wymagania bezpieczeństwa”, który jest dostępny na stronie internetowej OSP. Protokoły wymiany danych dla systemów SCADA i LFC zawiera IRiESP-Korzystanie.

3.2. Uwagi szczegółowe

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
1.	2.1.11.	Stosowanie regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej (usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców) poza strukturą podmiotową rynku bilansującego budzi wątpliwości z perspektywy zgodności z prawem UE i może zaburzać swobodne kształtowanie się cen na rynku bilansującym. Rozwiązanie takie prowadzi do powstania osobnej usługi bilansującej, która realizowana jest w osobnym trybie niż podstawowe bilansowanie i może prowadzić do zaburzenia zasady ustalania cen na RB w oparciu o ceny krańcowe. W praktyce bowiem oznaczać to będzie, że cena krańcowa będzie wyznaczona w oparciu o „zwykłe" zasoby RB (JG), a zasoby z ORed nie będą kształtowały ceny krańcowej, tym samym w stanach alarmowych i stanach zagrożenia cena krańcowa na RB nie będzie odzwierciedlała realnego kosztu zbilansowania systemu - ponieważ cena krańcowa nie będzie uwzględniała ofert jednostek ORed. Jednocześnie, proponowane przez OSP rozwiązanie zaburza konkurencję pomiędzy wytwórcami a odbiorcami, wprowadzając możliwość nieoptymalnego kosztowo uruchamiania zasobów (wytwórczych i odbiorczych) w bilansowaniu KSE.	***Towarzystwo Obrotu Energią***	Wyjaśnienie W zakresie wprowadzenia interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców – patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 26. W zakresie kwestii ewentualnego zaburzenia ustalania cen na RB w przypadku wykorzystania interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców, OSP w toku prac nad 2-im etapem zmian na RB rozpatrzy tę kwestię i w przypadku, gdy będzie to zasadne, przedłoży do konsultacji społecznych projekt zmiany zasad wyznaczania ceny CRO w zakresie wynikającym z uwagi.
2.	2.1.4.2. 2.1.4.3.	Punkt 2.1.4.3. określa, że Wytwórca (URB_W) musi posiadać co najmniej jedną JG aktywną. Punkt 2.1.4.2. definiuje Wytwórcę jako posiadającego m.in. minimum jedną jednostkę pasywną. Z tych dwóch punktów wynika, że URB_W musi posiadać co najmniej jedną JG aktywną – wtedy punkt 2.1.4.2. jest niepotrzebny. Jeżeli URB posiadający JG pasywną ma być także zdefiniowany jako URB_W to wtedy punkt 2.1.4.3. jest	***Towarzystwo Obrotu Energią***	Wyjaśnienie Zapisy wskazanych punktów nie są sprzeczne. Pkt 2.1.4.2. określa typy JG, których posiadanie umożliwia występowanie na RB jako Wytwórca (URB_W). Przykładowo oznacza to, że URB posiadający JG Wytwórczą pasywną nie musi, ale może być URB_W,

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		niepotrzebny. Prosimy o analizę zapisów, w razie konieczności zmianę.		ponieważ JG Wytwórczą pasywną może również posiadać Odbiorca sieciowy (URB_{SD}). Pkt 2.1.4.3. określa typy JG, których posiadanie bezwzględnie skutkuje występowaniem na RB jako Wytwórca (URB_{W}).
3.	2.1.5.1.12.	Nie jest opisany proces w przypadku, gdy URB, reprezentujący sprzedawcę rezerwowego, zaprzestanie działalności na RB. Punkt (1.2) powinien zostać rozszerzony o tą sytuacje.	***Towarzystwo Obrotu Energią***	Wyjaśnienie Zasady przyporządkowania MB_O i MB_{AO}, dotyczące obszaru sieci OSDp/OSDn danego OSDp, w przypadku, gdy dany URB zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na RB nie są przedmiotem zmian w ramach niniejszych Zmian Warunków i stosuje się dotychczasowe zasady w tym zakresie. W kontekście Państwa uwagi nie ma znaczenia, czy URB jest sprzedawcą rezerwowym, czy nie – istotne jest czy w Umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP i danym OSDp została wskazana JG_O reprezentująca podmiot będący dla odbiorców, reprezentowanych w tym MB_O oraz MB_{AO}, sprzedawcą rezerwowym i w zależności od tego następuje zmiana w konfiguracji RB, tj. zgodnie z pkt 2.1.5.1.12.(1) WDB, jeżeli została wskazana JG_O reprezentująca sprzedawcę rezerwowego, to takie MB_O oraz MB_{AO} są reprezentowane w tej JG_O, jeżeli natomiast nie została wskazana taka JG_O to takie MB_O oraz MB_{AO} zostają usunięte z konfiguracji RB i w wyniku tego są reprezentowane w JG_{BI} należącej do danego OSDp.
4.	2.1.11.8.	Niezrozumiałe jest wyeliminowanie usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru przy stopniach zasilania powyżej jedenastego. Wykorzystanie tej usługi w takiej sytuacji może spowodować wprowadzenie niższego stopnia, niż miałoby to miejsce bez jej wykorzystania. Najpierw powinny zostać w takich sytuacjach wykorzystane rynkowe mechanizmy	***Towarzystwo Obrotu Energią***	Uwaga nie została uwzględniona Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 26.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		zarządzania ograniczeniami, a dopiero ostatecznie mechanizmy wymuszania redukcji poprzez wprowadzenie kolejnych stopni zasilania.		
5.	4.1.2.2.13.	Zaproponowane sformułowanie dotyczące estymowanej ilości dostaw energii (EE) nie jest wystarczająco precyzyjne: *„Estymowana ilość dostaw energii JG_{FWa} albo JG_{PVa} jest równa wielkości wytwarzania energii przez JG w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego tej JG, która miałaby miejsce gdyby nie było polecenia redukcji generacji JG przez OSP. W szczególności estymowana ilość dostaw energii odpowiada rzeczywistej ilości dostaw energii JG w okresach, w których JG nie podlegała redukcji przez OSP."* W celu jasnego określenia w jaki sposób ta informacja jest pozyskiwana, proponujemy dodać opis przez kogo i w jakim trybie jest ona wyznaczana oraz przez jaki system jest dostarczana do OSP.	***Towarzystwo Obrotu Energią***	Wyjaśnienie Dodatkowe informacje w zakresie wskazanym w uwadze są zawarte w pkt A.1.3. Załącznika nr 2 do WDB przedłożonego do konsultacji w ramach Projektu Zmian Warunków. Punkt ten określa, że: *A.1.3. Jednostka Grafikowa składająca się z MWE typu PPM (JG_{FWa} lub JG_{PVa}) w ramach aktywnego udziału w Rynku Bilansującym musi zapewnić na poziomie lokalnego systemu nadrzędnego (SCADA PPM) estymator obciążenia bazowego*. przy czym w powyższym punkcie jest błędne określenie „*estymator obciążenia bazowego*" zamiast „*estymator obciążenia maksymalnego*", którego definicja jest zawarta w Załączniku nr 2 i brzmi następująco: *Estymator obciążenia maksymalnego – system do wyliczania w czasie rzeczywistym estymowanej wartości mocy dyspozycyjnej PPM odpowiadającej aktualnym warunkom atmosferycznym (siła wiatru, nasłonecznienie).* Zmodyfikowana treść pkt A.1.3. Załącznika nr 2 jest przedstawiona w pkt 4. niniejszego Raportu.
6.	4.3.1.3.4.1.5., 4.3.1.3.4.1.6., oraz 4.3.1.7.2.1.	W naszej ocenie rozwiązaniem optymalnym dla rozliczania pasm wykorzystywanych w procesie usuwania ograniczeń byłoby stosowanie cen ofertowych (CO), a nie predefiniowanych cen za wytwarzanie (CW). Rozwiązanie takie byłoby transparentne, spójne ze stosowanym algorytmem LPD i miałoby charakter rynkowy. Jednocześnie, byłoby to	***Towarzystwo Obrotu Energią***	Uwaga nie została uwzględniona Pasma Ofert Bilansujących aktywowane przez OSP w celu usunięcia występujących w systemie ograniczeń, które w procesie rozliczeń energii na RB mają status wymuszony, nie są pasmami aktywowanymi w sposób rynkowy. Zgodnie z kryterium cenowym, tj. bez uwzględnienia ograniczeń, pasma te

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		zgodne z przewidzianym przez PSE aktywnym monitorowaniem rynku w ramach funkcji PPAT.		nie zostałyby aktywowane. Rozliczenie tych pasm wg cen ofertowych mogłoby doprowadzić do nieuzasadnionego wzrostu kosztów handlowo-technicznego bilansowania systemu. W szczególności dotyczy to przypadków ewentualnego wykorzystania siły rynkowej przez Wytwórców, bez których nie jest możliwe spełnienie określonych ograniczeń. Rozliczenie przyrostu i redukcji wymuszonej po cenach wytwarzania i odbioru wymuszonego, w opinii OSP, jest zgodne z art. 13. ust. 7 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. Niezależnie od powyższego, potwierdzamy, że narzędzia PPAT w zakresie monitorowania uczestników RB są ciągle rozwijane i udoskonalane, o czym m.in. są Państwo informowani w ramach spotkań informacyjnych organizowanych przez PPAT.
7.	4.3.1.3.4.2.3.	Definicja składnika OPj sugeruje przeniesienie jedynie stawki zmiennej za pobór energii elektrycznej. W rzeczywistości to opłaty stałe za moc zamówioną na ładowanie/pompowanie powodują brak opłacalności „cyklu" magazynów (dotychczasowa praktyka OSD w stosunku do ESP).	***Towarzystwo Obrotu Energią***	Uwaga nie została uwzględniona Rozliczenie wymuszonego ładowania/pompowania magazynu na RB ma na celu pokrycie dodatkowych kosztów operacyjnych Wytwórcy związanych z realizacją polecenia OSP. Moc zamówiona jest parametrem niezależnym od zakresu wykorzystania magazynu przez OSP – nie jest nadążnie modyfikowana adekwatnie do poleceń ruchowych OSP – wręcz przeciwnie, wykorzystanie magazynu przez OSP, uwzględnia uwarunkowania pracy magazynu, które w tym przypadku są odwzorowane w dyspozycyjności magazynu w zakresie ładowania/pompowania. Stąd opłata za moc zamówioną nie stanowi dodatkowego kosztu operacyjnego dla Wytwórcy w przypadku wymuszonego ładowania/pompowania i w związku z

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				tym, składnik OPj uwzględnia wyłącznie stawkę zmienną za pobór energii elektrycznej. Koszty wynikające z opłaty stałej za moc zamówioną powinny być pokrywane z przychodów Wytwórcy na hurtowym rynku energii elektrycznej.
8.	4.3.1.3.4.2.6	Przy wyznaczaniu sprawności cyklu ESP powinna być pominięta energia elektryczna pobrana z sieci przy pracy kompensatorowej.	***Towarzystwo Obrotu Energią***	Uwaga została uwzględniona Potwierdzamy, że przy wyznaczaniu współczynnika sprawności elektrowni szczytowo-pompowej nie powinna być uwzględniana energia pobrana z sieci w ramach pracy kompensatorowej. Zmodyfikowana treść pkt 4.3.1.3.4.2.6. jest przedstawiona w pkt 4. niniejszego Raportu.
9.	4.3.1.3.4.3.2	Proponujemy doprecyzować co dokładnie należy uwzględnić w KT^{CO2} – kosztach transakcyjnych uprawnień do emisji CO_2 (zł/Mg CO_2).	***Towarzystwo Obrotu Energią***	Uwaga została uwzględniona Koszty transakcyjne uprawnień do emisji CO_2 (zł/Mg CO_2) są to jednostkowe koszty zmienne bezpośrednio związane z realizacją transakcji zakupu/sprzedaży uprawnień do emisji CO_2 na giełdzie, w związku z dostawą lub odbiorem energii bilansującej wymuszonej na RB. Koszty te na 2021 r. zostały wyznaczone na poziomie 1,00 zł/Mg CO_2. Dla kolejnych lat koszty transakcyjne uprawnień do emisji CO_2 będą indeksowane prognozowanym średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych uznanym przez Prezesa URE za uzasadniony w ramach zatwierdzonej Taryfy OSP dla danego roku kalendarzowego. Zmodyfikowana treść pkt 4.3.1.3.4.1.5., 4.3.1.3.4.1.6., 4.3.1.3.4.3.2., 4.3.1.3.4.6.3., 4.3.1.3.7.3.1.(2) i 4.3.2.1.3.(1) jest przedstawiona w pkt 4. niniejszego Raportu.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
10.	5.4.	Proponujemy doprecyzować jakie dane i przez jakie jednostki powinny być wymieniane przez Portal Wymiany Danych Planistycznych (PWDP), a co za tym idzie, jakie jednostki są zobligowane do posiadania PWDP.	***Towarzystwo Obrotu Energią***	Wyjaśnienie Szczegółowe informacje dotyczące zakresu i harmonogramu wymienianych danych poprzez PWDP wraz z określeniem obiektów, których te dane dotyczą i podmiotów, pomiędzy którymi odbywa się wymiana danych, są zawarte w dokumencie pt. „*Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE”*, opracowanym na podstawie art. 40 ust. 5 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej. Dokument jest dostępny na stronie internetowej OSP (www.pse.pl).
11.	4.3.1.3.4.4.7. oraz 4.3.1.3.4.4.8	Zmiany mechanizmu wyznaczania cen CROh zawarty w punktach 4.3.1.3.4.4.7. oraz 4.3.1.3.4.4.8 • **wnioskujemy w pierwszej kolejności o rezygnację z omawianej zmiany jako negatywnej z perspektywy funkcjonowania rynku energii elektrycznej oraz podnoszącej koszty bilansowania handlowego, co jest szczególnie istotne z perspektywy jednostek OZE oraz odbiorców energii elektrycznej;** **w przypadku nieuwzględnienia pierwszego postulatu, wnosimy o odsunięcie w czasie wejścia w życie dyskutowanej zmiany do 1 stycznia 2022 roku, co pozwoli wszystkim stronom wykonać umowy zawarte na 2021 i w ciągu najbliższych kilkunastu miesięcy przygotować się na wejście w życie zmienionych formuł wyznaczania cen na rynku bilansującym;**	***Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej***	Uwaga nie została uwzględniona Patrz odpowiedzi na uwagi ogólne nr 11 i 15.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
12.	2.1.9.1 oraz 2.1.10.1.1. i 2.1.10.2.1.	Prosimy o wyjaśnienie, dlaczego jednostkom typu JGfwa nie umożliwia się świadczenia usług udział w regulacji pierwotnej oraz udział w regulacji wtórnej, w szczególności w sytuacji, w której na etapie przyłączenia część z tych jednostek obowiązkowo wyposażana była w odpowiednie układy regulacji. Prosimy o ponowne rozpatrzenie możliwości udziału tych zasobów w regulacji pierwotnej i wtórnej ze wskazaniem warunków koniecznych do spełnienia przez takie jednostki.	***Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej***	Wyjaśnienie Wdrożenie rynkowych mechanizmów pozyskiwania mocy bilansujących, w tym umożliwienie farmom wiatrowym oraz innym jednostkom udziału w tych mechanizmach po spełnieniu wymagań technicznych, jest zaplanowane w 2-im etapie zmian na RB, tj. od 1 stycznia 2022 r. Jest to zgodne z harmonogramem prac wdrażania reformy RB zawartym w Polskim Planie Wdrażania.
13.	4.3.1.3.4.1.5.	Doceniamy wprowadzenie możliwości aktywnego uczestnictwa przez jednostki odnawialne w rynku bilansującym. Jednocześnie jednak, wydaje się, że przy projektowaniu zasad rozliczania przyrostów wymuszonych (cena CWD) doszło do omyłki, polegającej na przyjęciu, że wysokość przysługującego wsparcia powinna pomniejszać cenę CWD. Uważamy, że w przypadku wymuszonej dostawy jednostki te nie powinny tracić prawa do pokrycia ujemnego salda, ponieważ dopiero cena energii powiększona o wsparcie umożliwia tym jednostkom pokrycie – zgodnie z intencją ustawy OZE/ustawy o MFW – całych kosztów inwestycyjnych, z tej bowiem przyczyny w pierwszej kolejności uzyskały one prawo do wsparcia. Wysokość wsparcia nie powinna zatem być ujmowana w cenie CWD: OSP powinien w takim przypadku wykorzystać parametr RCE, natomiast prawo do pokrycia ujemnego salda przysługiwałoby wytwórcy od Zarządcy Rozliczeń, co sumarycznie przynosiłoby wytwórcy przychód na poziomie strike price, określonym w wyniku przyznania jednostce wsparcia. Tym samym, zważając na fakt, że cena referencyjna w stosunku do podmiotów, którym przysługuje prawo do	***Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej***	Uwaga nie została uwzględniona Rozliczenie na RB wytwarzania wymuszonego ma na celu pokrycie dodatkowych kosztów operacyjnych Wytwórcy w związku z realizacją polecenia OSP. Oznacza to, że przy wyznaczaniu dodatkowych kosztów operacyjnych zasadne jest uwzględnienie przychodów jakie Wytwórca otrzymuje z systemu wsparcia, a których nie otrzymałby gdyby OSP nie wydał tego polecenia. Odnosząc się do przywołanego w uwadze art. 13 ust. 7 lit. b Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r.: *„przychody netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, które jednostka wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru wygenerowałaby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania;…”*, to w tym konkretnym przypadku wskazane powyżej przychody wynosiłyby zero, bo bez polecenia OSP jednostka ta nie wytwarzałaby energii. W zakresie drugiej części Państwa uwagi wyjaśniamy co następuje:

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		wsparcia (w szczególności prawo do pokrycia ujemnego salda) odnosi się do cen energii na rynku dnia następnego (RDN), to w warunkach rozliczania redispatchingu nie powinno dochodzić do rozliczania jednostek, którym przysługuje prawo do wsparcia, na podstawie ich kosztów (które w przypadku jednostek odnawialnych są zbliżone do 0), a na podstawie rynkowej ceny energii. Rozwiązanie to byłoby także spójne z regulacją art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943, które zakłada, że nierynkowe redysponowanie (przyrostowo) powinno odnosić się do wyższej (bardziej korzystnej dla wytwórcy) kwoty: dodatkowych kosztów operacyjnych lub przychodów netto ze sprzedaży energii. Rozwiązanie powinno zostać zatem uzupełnione o warunek, zgodnie z którym rozliczenie wymuszonych przyrostów według kosztów występuje wyłącznie w przypadku, w którym są one wyższe niż cena na RDN. Jednocześnie, w trakcie telekonferencji konsultacyjnej przedstawione zostało stanowisko, zgodnie z którym cena CWD będzie miała także zastosowanie w stosunku do jednostek wiatrowych. Prosimy o rozwinięcie w jakich przypadkach taka sytuacja byłaby możliwa, zważając na to, że zgłaszać one będą mogły wyłącznie oferty redukcyjne, a nie przyrostowe. Ponadto, jeżeli Energia Zweryfikowana w przypadku JGfwa wyznaczana będzie za pomocą estymatora, Energia Skorygowana ma być natomiast energią przyjętą w Planie Koordynacyjnym przez OSP, to ES w przypadku JGfwa nie powinna być wyższa niż EZ – jak zakładamy OSP nie będzie miał możliwości wyznaczenia w ramach ES wyższego punktu pracy niż wynikający z estymatora. Mając zatem na uwadze, że cena CWD stosowana jest wyłącznie w odniesieniu do rozliczeń EZS, prosimy o wskazanie sytuacji w których		Zweryfikowana ilość dostaw energii jest wyznaczana w oparciu o deklarowaną ilość dostaw energii. Energia estymowana jest górnym ograniczeniem zweryfikowanej ilości dostaw energii. Jeżeli deklarowana ilość dostaw energii jest mniejsza od wartości estymowanej (ED < EE), to zweryfikowana ilość dostaw energii jest mniejsza od wartości estymowanej (ED = EZ < EE). W takim przypadku, jeżeli skorygowana ilość dostaw energii będzie większa od zweryfikowanej (EZ < ES ≤ EE), to mamy do czynienia w ramach rozliczenia energii na RB z przyrostem generacji i w przypadku, gdy będzie to generacja wymuszona, to zostanie rozliczona po cenie CWD.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		cena CWD miałaby zastosowanie dla jednostek wiatrowych. Aby doszło do rozliczeń EZS Operator musiałby wyznaczyć inny poziom dla rozliczeń EDZ i dla rozliczeń EZS, co mogłoby prowadzić do sytuacji, w której część energii w ogóle nie podlegałaby rozliczeniu na rynku bilansującym. Niezależnie jednak od powyższego, cena CWD powinna być kształtowana także w powiązaniu z cenami na rynku dnia następnego z powodów wskazanych powyżej.		
14.	4.3.1.3.4.1.6.	Uwaga symetryczna do CWD (4.3.1.3.4.1.5.), przy czym cena CWO powinna być wyznaczana przy użyciu niższej z wartości: rynkowa cena energii i koszt operacyjny.	***Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej***	Uwaga nie została uwzględniona Rozwiązanie zaproponowane w uwadze jest niekorzystne dla źródeł objętych systemem wsparcia, ponieważ pomija utraconą wartość wsparcia w związku z wymuszoną redukcją. Proponowane przez OSP rozwiązanie zakłada, że Wytwórca OZE w wyniku rozliczenia na RB wymuszonej redukcji po cenach CWO będzie miał rekompensowane wsparcie, które otrzymałby, gdyby tę energię wyprodukował.
15.	Załącznik E, Punkt 2.2.	2.2. Informacja o Operatorze Handlowo-Technicznym (OHT) dysponującym Jednostką Grafikową Czy informacja dotycząca Operatora Handlowo-Technicznego (OHT) dysponującego Jednostką Grafikową ma być składana wg konkretnego załącznika? Jeśli nie, to jakie informacje dotyczące Operatora Handlowo-Technicznego (OHT) mają zostać przekazane?	***Next Kraftwerke Sp. z o.o.***	Wyjaśnienie W *„Zgłoszeniu do nadania statusu aktywnego udziału w Rynku Bilansującym Jednostce Grafikowej reprezentującej sterowane odbiory (SO)”* powinna być podana pełna nazwa Operatora Handlowo-Technicznego (OHT) i kod OHT. Następnie we Wniosku o zawarcie umowy przesyłania energii elektrycznej wymagane będzie złożenie wypełnionego i podpisanego przez wnioskującego i Operatora Rynku wskazanego dla JG_{Oa}, w tym przypadku OHT, *„Oświadczenia o umocowaniu Operatora Rynku”*. Wzory Wniosku i Oświadczenia znajdują się na stronie internetowej OSP (www.pse.pl).

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
16.	2.1.3.16.	ZAK=2 ma możliwość zmiany wielkości obciążenia Jednostki Grafikowej. Możliwość zmiany stanu pracy mają wyłącznie Jednostki Grafikowe Magazynu aktywne. Proponowana zmiana: ZAK=2 – w zakresie zaoferowanej mocy dyspozycyjnej Jednostki Grafikowej, poprzez możliwość zmiany wielkości obciążenia i stanu pracy Jednostki Grafikowej w wyniku wykorzystania danych handlowo-technicznych zgłoszonych dla Jednostki Grafikowej. Uzasadnienie: Energię wytwarzaną przez jednostki JGFWa i JGPVa można najczęściej redukować w sposób skokowy lub można je całkowicie wyłączyć, co oznacza, że te jednostki zmieniają stan pracy. Ta możliwość powinna być ujęta w Instrukcji.	***Next Kraftwerke Sp. z o.o.***	Uwaga została częściowo uwzględniona W przypadku ZAK=1 OSP dysponuje mocą JG w pełnym zakresie, w tym może uruchomić lub odstawić JG, przy uwzględnieniu uwarunkowań technicznych JG (m.in. charakterystyk uruchomienia). W przypadku ZAK=2 OSP dysponuje mocą JG wyłącznie w zakresie zaoferowanej mocy i nie dysponuje JG w zakresie zmiany jej stanu pracy. Oczywiście może wystąpić sytuacja, że zmiana stanu pracy będzie miała miejsce w wyniku wykorzystania części handlowej Oferty Bilansującej, przy zerowym pierwszym paśmie, ale nie jest to bezpośrednie dysponowanie JG w zakresie jej stanu pracy. W związku z powyższym, wprowadzona została korekta definicji ZAK=1 oraz ZAK=2 w celu jednoznacznego wskazania zakresu dysponowania JG przez OSP w zależności od wartości ZAK. Zmodyfikowana treść pkt 2.1.3.16. jest przedstawiona w pkt 4. niniejszego Raportu.
17.	2.1.3.19. Załącznik nr 2, Część I, punkt A.1.1.	Ograniczenie aktywnego uczestnictwa w rynku bilansującym dla agregatów o sumarycznej mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 5 MW, przyłączonych do tego samego węzła sieci dystrybucyjnej 110kV albo 110kV/SN bądź reprezentowanych w tym samym węźle 110kV/SN. Proponowana zmiana: Ograniczenie aktywnego uczestnictwa w rynku bilansującym dla agregatów o sumarycznej mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż **1** MW, przyłączonych do tego samego węzła sieci dystrybucyjnej 110kV albo	***Next Kraftwerke Sp. z o.o.***	Uwaga została uwzględniona Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 12.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		110kV/SN bądź reprezentowanych w tym samym węźle 110kV/SN. Uzasadnienie: Według *Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Artykuł 6 „Rynek bilansujący", punkt 1c)* państwa członkowskie powinny organizować rynki bilansujące w sposób, który zapewnia „**niedyskryminacyjny dostęp wszystkim uczestnikom rynku, indywidualnie lub w drodze agregacji**, obejmujący energię elektryczną wytworzoną z odnawialnych źródeł energii o nieprzewidywalnej charakterystyce produkcji, odpowiedź odbioru i magazynowanie energii". Uważamy, że organiczenie uczestnictwa w rynku bilansującym dla agregatów o wielkości 1 MW oraz organiczenie lokalizacyjne wprowadza zbyt dużą barierę wejścia na rynek bilansujący, która jest dyskryminująca dla uczestników rynku.		
18.	1.1	PDYSPe – Moc dyspozycyjna JG reprezentującej jednostkę wytwórczą albo grupę jednostek wytwórczych dostępna dla OSP ze względu na wewnętrzne warunki pracy elektrowni. Uzasadnienie: Rozumiemy, że może istnieć ograniczenie mocy jednostki lub grupy jednostek wytwórczych wynikające z uwarunkowań wewnętrznych (ubytków technologicznych) a nie z powodu ograniczeń zewnętrznych (np. sieciowych). Stąd doprecyzowanie zapisu.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Wyrażenie moc dostępna ze względu na warunki pracy elektrowni jest obecnie stosowane w WDB i do tej pory uczestnicy rynku nie zgłaszali zastrzeżeń co do interpretacji tego wyrażenia. Definicja P^{DYSPe} aktualnie obowiązująca również odnosi się do tego wyrażenia. Moc dostępna ze względu na warunki pracy elektrowni nie uwzględnia ograniczeń sieciowych, ale nie jest prawdą, że nie uwzględnia żadnych czynników zewnętrznych mających wpływ na pracę elektrowni. Przykładowo Wytwórca może zgłosić ubytek mocy typu warunki eksploatacyjne, ograniczający moc dyspozycyjną elektrowni, ze względu na temperaturę

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				wody wykorzystywanej do chłodzenia jednostek cieplnych.
19.	2.1.11.	Stosowanie regulacyjnych usług systemowych w zakresie rezerwy interwencyjnej (usługi interwencyjnej ofertowej redukcji poboru mocy przez odbiorców) poza strukturą podmiotową rynku bilansującego budzi wątpliwości z perspektywy zgodności z prawem UE i może zaburzać swobodne kształtowanie się cen na rynku bilansującym. Rozwiązanie takie prowadzi do powstania osobnej usługi bilansującej, która realizowana jest w osobnym trybie niż podstawowe bilansowanie i może prowadzić do zaburzenia zasady ustalania cen na RB w oparciu o ceny krańcowe. W praktyce bowiem oznaczać to będzie, że cena krańcowa będzie wyznaczona w oparciu o „zwykłe" zasoby RB (JG), a zasoby z ORed nie będą kształtowały ceny krańcowej, tym samym w stanach alarmowych i stanach zagrożenia cena krańcowa na RB nie będzie odzwierciedlała realnego kosztu zbilansowania systemu - ponieważ cena krańcowa nie będzie uwzględniała ofert jednostek ORed. Jednocześnie, proponowane przez OSP rozwiązanie zaburza konkurencję pomiędzy wytwórcami a odbiorcami, wprowadzając możliwość nieoptymalnego kosztowo uruchamiania zasobów (wytwórczych i odbiorczych) w bilansowaniu KSE.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 1.
20.	2.1.9.1 oraz 2.1.10.1.1. i 2.1.10.2.1.	Prosimy o wyjaśnienie, dlaczego jednostkom typu JGfwa oraz JGpva nie umożliwia się świadczenia usług udział w regulacji pierwotnej oraz udział w regulacji wtórnej, w szczególności w sytuacji, w której na etapie przyłączenia część z tych jednostek obowiązkowo wyposażana była w odpowiednie układy regulacji. Prosimy o wprowadzenie od 2022 roku możliwości udziału tych zasobów w regulacji pierwotnej i wtórnej ze	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 12

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		wskazaniem warunków koniecznych do spełnienia przez takie jednostki.		
21.	2.1.9.1. (2)	Prosimy o wyjaśnienie, dlaczego jednostki wytwórcze elektrowni szczytowo-pompowych nie mogą brać udziału w usłudze udział w regulacji wtórnej, jeśli posiadają znacznik ZAK=1 i posiadają odpowiednie układy regulacji. Prosimy o ponowne rozpatrzenie możliwości udziału tych zasobów w regulacji wtórnej ze wskazaniem warunków koniecznych do spełnienia przez takie jednostki.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 12
22.	2.2.1.1.6.	Umowa przesyłania z Uczestnikiem Rynku Bilansującego powinna określać w szczególności: nowe parametry do wyznaczania CW. W jaki sposób PSE chce rozwiązać problem zmian w Umowie przesyłania w świetle faktu, że nowe WDB będzie obowiązywać od 1.01.2021 ? Czy Umowy przesyłania będą aneksowane w 2020 czy 2021 r. ?:	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie OSP opracuje i przekaże do podpisu projekty aneksów do umów niezwłocznie po zatwierdzeniu Zmian Warunków przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Przekazanie projektów aneksów do umów powinno nastąpić w 2020 roku.
23.	2.2.1.1.12 i 13	URB jest zobowiązany do 31 sierpnia do przesłania informacji o prognozowanych na następny rok cenach CWD i CWO oraz dokonywać aktualizacji tych cen. Zgodnie z pkt. 4.3.1.3.4.1.4. jedną ze składowych tych cen jest jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO2. Powinna być zdefiniowania cena CO2, którą powinno się przyjmować do prognozy i do aktualizacji cen CWD i CWO ?	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 48.
24.	2.2.1.1.13.(10)	OSP rozpatruje Zgłoszenie aktualizacji cen w terminie do 10. dnia kalendarzowego od dnia doręczenia. W przypadku akceptacji zgłoszenia, OSP przesyła informację o akceptacji zgłoszenia do URB nie później niż 2 dni robocze przed wskazanym w Zgłoszeniu aktualizacji cen terminem rozpoczęcia obowiązywania nowych wartości cen. Powyższe skutkuje zmianą	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga nie została uwzględniona Strategia zakupu paliwa, w tym sposób kontraktacji leży bezpośrednio w gestii Wytwórcy. Wartości kosztów, przedstawiane OSP w procesie zgłoszenia aktualizacji bazują na zatwierdzonych danych księgowych.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		określonych w Umowie przesyłania wartości składników cen CWD i CWO oraz wartości cen CU bez potrzeby zawierania Aneksu. W uzasadnionych przypadkach, w szczególności gdy Zgłoszenie aktualizacji cen jest formalnie niepoprawne, nie zawiera wymaganego uzasadnienia zmiany wartości cen lub zawiera wartości cen rażąco odbiegające od cen wynikających z aktualnej sytuacji na rynku energii i paliw (zwłaszcza w przypadku, gdy aktualizacja dotyczy jednostek wytwórczych pozyskujących paliwo poza obrotem giełdowym), OSP ma prawo odrzucić Zgłoszenie aktualizacji cen. Przy analizie zgłoszenia aktualizacji OSP powinien uwzględnić specyfikę zawierania kontraktów wieloletnich na węgiel kamienny. Informacja o odrzuceniu Zgłoszenia aktualizacji cen, wraz z podaniem przyczyn, jest przesyłana do URB oraz do Prezesa URE. Uzasadnienie: Wytwórcy posiadający jednostki opalane węglem kamiennym zawierają kontrakty wieloletnie na dostawy paliw dodatkowo uwzgledniające obowiązkowy poziom zapasów paliwa na składowiskach. Może to powodować, że cena paliwa w sposób istotny może odbiegać od cen wynikających z aktualnej sytuacji na rynku energii i paliw.		W przypadku, kiedy zdaniem Wytwórcy poziom ceny wymaga przedstawienia dodatkowego uzasadnienia ceny, należy je uwzględnić w zgłoszeniu.
25.	2.2.1.1.13.(11)	(11.1) W ciągu ~~miesiąca~~ 50 dni od zakończenia każdego kwartału kalendarzowego przekazuje: (11.2) ~~W ciągu miesiąca~~ Do końca pierwszego kwartału ~~od zakończenia~~ po zakończeniu każdego roku kalendarzowego przekazuje: Uzasadnienie: Ze względu na procesy księgowania kosztów u URB proponujemy wydłużyć okresy przekazywania danych.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga została uwzględniona. Ze względu na czas trwania procesów księgowania, o którym mowa w uwadze, okres przekazywania danych zostaje wydłużony do 50 dni dla danych przekazywanych kwartalnie oraz do końca pierwszego kwartału dla danych przekazywanych rocznie. Zmodyfikowania treść pkt 2.2.1.1.13. ppkt (11.1) i (11.2) jest przedstawiona w pkt 4. niniejszego Raportu.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		Dodatkowo prosimy o doprecyzowanie w jaki sposób będzie dokonywana wymagana aktualizacja cen CU po każdym kwartale w przypadku, gdy nie wystąpiły żadne uruchomienia (ponoszone koszty uruchomień równe zero) lub nie wystąpiło żadne uruchomienie danego typu lub np. tylko jedno, które nie jest reprezentatywne. Czy w przypadku gdy koszty podawane wcześniej nie uległy zmianie, konieczne jest przekazywanie danych?		Wyjaśnienie dodatkowe dot. CU Jeśli cena paliw/mediów się zmieniła to cena powinna być zaktualizowana w oparciu o aktualne wartości. Natomiast jeżeli nie było uruchomień w okresie sprawozdawczym to Wytwórca powinien przyjąć ilości zużywanych paliw i mediów na poziomie z ostatniej aktualizacji.
26.	2.2.1.1.15.	URB jest zobowiązany przekazać do OSP informację o każdorazowej zmianie, wygaśnięciu lub cofnięciu a także uzyskaniu przez URB koncesji na wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucję lub obrót energią elektryczną, w tym o dacie kiedy to nastąpiło. Informacja ta powinna być sporządzona formie pisemnej i doręczone osobiście za potwierdzeniem odbioru lub sporządzone w formie elektronicznej, opatrzonej Kwalifikowanym podpisem elektronicznym przez osobę lub osoby upoważnione do reprezentowania URB i doręczona pocztą elektroniczną ~~podpisana przez osoby upoważnione do reprezentowania URB i powinna być doręczona~~ do OSP,- nie później niż 5. dnia po dacie, w której nastąpiła zmiana, wygaśnięcie, cofnięcie lub uzyskanie wyżej powołanej koncesji - na adres mailowy : ……@pse.pl Uzasadnienie: Proponujemy zmienić formę z dopuszczeniem drogi elektronicznej.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga została uwzględniona Zgodnie z postulatem zgłoszonym w uwadze, OSP wprowadza możliwość zgłoszenia zmian, o których mowa w pkt 2.2.1.1.15., w formie elektronicznej, wraz z opatrzeniem ich kwalifikowanymi podpisami osób upoważnionych do reprezentowania URB. Zmodyfikowana treść pkt 2.2.1.1.15. jest przedstawiona w pkt 4. niniejszego Raportu.
27.	2.2.1.5.2.	Aktywny udział farm wiatrowych i źródeł fotowoltaicznych w Rynku Bilansującym dotyczy wyłącznie redukcji generacji od estymowanej ilości dostaw energii elektrycznej przez URB, będącego dysponentem danej jednostki. Uzasadnienie: Proponujemy doprecyzować kto ma wykonać estymację.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 5.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
28.	3.1.2.1.2.17	Prosimy o wprowadzenie procedury wysyłania dokumentów PZUSEB przyjętych w trybie awaryjnym również dla Jednostek Grafikowych partnerów handlowych URBGE. Generalną zasadą powinno być to, że dokumenty rozliczeniowe są tworzone na podstawie danych zawartych we wcześniej wysłanych przez OSP dokumentach dobowych. Proponujemy rozszerzony zapis w postaci: Na podstawie przyjętego w trybie awaryjnym zgłoszenia RBB dla doby handlowej n korygowane są przyjęte do realizacji na RBB ilości dostaw energii elektrycznej (EPRBB) dla Jednostek Grafikowych wnioskującego URBGE oraz Jednostek Grafikowych partnerów handlowych tego URBGE. Wyznaczona EPRBB w trybie awaryjnym zgłoszenia w ramach RBB dla doby handlowej n jest uwzględniana w procesie rozliczeń RB dla doby handlowej n. **Skorygowane wielkości umów sprzedaży przyjęte do realizacji na RBB są również potwierdzane wysyłanym w trybie awaryjnym dokumentem PZUSEB, tak aby ostatni dokument tego typu dotyczący doby handlowej zawierał wszystkie przyjęte do realizacji wielkości.**	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Dokumenty odpowiedzi OSP na Zgłoszenia USE w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń w ramach RBB zostaną przesłane dla wszystkich JG, których dotyczy zmiana przyjętych do realizacji na RBB ilości dostaw energii elektrycznej (EP^{RBB}) wskutek Zgłoszenia USE dokonanego przez URB_{GE} w trybie awaryjnym otwarcia bramki.
29.	3.1.5.3.1. (1)	(1.5) Spełniać warunek: $PjOS \geq Pjh\ DYSP \geq PjhMAX \geq PjhMIN \geq 0$. Uzasadnienie: Brakuje definicji Pmax, proponujemy dodać do definicji lub doprecyzować w tym punkcie.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Wielkość P^{MAX} jest zdefiniowana w pkt 3.1.5.3.1.(7) i dla danej godziny jest równa sumie mocy brutto we wszystkich oferowanych pasmach Jednostki Grafikowej w Ofercie Bilansującej dla tej godziny.
30.	3.1.7.1.5.	(…) Jeżeli w momencie zmiany cen ofertowych nie jest znana wartość ceny CWO i CWD dla danej godziny doby handlowej n stosowanych do wyznaczenia średniej ceny za wytwarzanie	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Ceny CWO i CWD mogą nie być znane w momencie aktualizacji Ofert Bilansujących w przypadku, gdy nie

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		wymuszone, to na potrzeby modyfikacji Przyjętej Oferty Bilansującej, zastosowanie mają ostatnie poprawnie wyznaczone ceny CWO i CWD dla danej godziny z doby n-1 albo wcześniejszej. Prosimy o wyjaśnienie i przykład takiej sytuacji. Czy OSP będzie zmieniał ceny jeżeli te wartości będą już znane?		są znane wartości wszystkich składników niezbędnych do wyznaczenia tych cen, np. rozliczeniowa cena uprawnień do emisji CO_2, cena referencyjna dla JG Magazynu aktywnej. Oferty Bilansujące, które zostały wyznaczone w oparciu o ostatnie poprawnie wyznaczone ceny CWO i CWD dla danej godziny z doby *n*-1 albo wcześniejszej, nie będą aktualizowane po wyznaczeniu nowych wartości cen CWO i CWD dla danej godziny doby *n*. Ponadto, pragniemy zwrócić uwagę, że mechanizm automatycznej aktualizacji Przyjętych Ofert Bilansujących jest wyłącznie mechanizmem uzupełniającym w stosunku do mechanizmu podstawowego w postaci aktualizacji Ofert Bilansujących przez URB.
31.	3.1.7.2.6.(6)	Jeżeli w momencie modyfikacji oferty bilansującej nie jest znana wartość ceny CWO i CWD dla godziny h doby handlowej n, to na potrzeby modyfikacji Przyjętej Oferty Bilansującej, zastosowanie mają ostatnie poprawnie wyznaczone ceny CWO i CWD dla godziny h z doby n-1 albo wcześniejszej. Czy wartość ceny CWO i CWD jest korygowana kiedy jest już znana ?	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie W zakresie wykorzystania cen CWD i CWO, o którym mowa w pkt 3.1.7.2.6.(6) – patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 30. Na potrzeby rozliczeń na RB ceny CWO i CWD są wyznaczane powykonawczo. Jeśli nastąpi zmiana wartości tych cen po dokonaniu rozliczenia, to nowa wartość cen jest uwzględniana w skorygowanym rozliczeniu, zgodnie procedurami rozliczeń finansowych na RB, określonymi w WDB.
32.	3.1.11.5.(2)	(2.1) Pierwszą godziną Aktywnego Zakresu Zgłoszenia może być godzina doby handlowej nie wcześniejsza niż pierwsza godzina, po godzinie doby handlowej, w której Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia zostało dostarczone do OSP, pod warunkiem jego dostarczenia najpóźniej w 10 minucie tej godziny handlowej (czas dostarczenia Zgłoszenia	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga została uwzględniona Skorygowano brzmienie pkt 3.1.11.5.(2.1) zgodnie z propozycją zawartą w uwadze. Zmodyfikowana treść pkt 3.1.11.5.(2.1) jest przedstawiona w pkt 4. niniejszego Raportu.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		Oferty Redukcji Obciążenia określa Stempel Czasowy). Proponujemy przyjąć konwencję jak dla USE: „Pierwszą godziną Aktywnego Okresu Zgłoszenia dla Zgłoszenia USE może być godzina doby handlowej nie wcześniejsza niż pierwsza godzina, dla której weryfikowane Zgłoszenie USE zostało dostarczone do OSP przynajmniej 50 minut przed jej rozpoczęciem (czas dostarczenia Zgłoszenia USE określa Stempel Czasowy)."		
33.	3.6.2.1.	Zintegrowany Proces Grafikowania dokonuje doboru pasm zdolności wytwórczych z Przyjętych Ofert Bilansujących – część handlowa i Przyjętych Ofert Redukcji Obciążenia poszczególnych Jednostek Grafikowych aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym w celu pokrycia, przy minimalnych kosztach, prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną z jednoczesnym spełnieniem ograniczeń systemowych. Prosimy o potwierdzenie, że z zapis „przy minimalnych kosztach" spowoduje zamianę pasm redukcyjnych z przyrostowymi jeżeli wynika to z rankingu cen.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie OSP potwierdza, że zapis „przy minimalnych kosztach" spowoduje zamianę pasm redukcyjnych z przyrostowymi jeżeli wynika to z rankingu cen, pod warunkiem, że nie występują ograniczenia systemowe ograniczające możliwość dokonania takiej zamiany.
34.	3. – pytanie 1	Czy w przypadku zmiany ZUSE bez zmiany ZOBh OSP automatycznie aktualizuje OBh tylko dla godziny, dla której zakończył się aktywny okres zgłoszeń czy dla wszystkich godzin do końca doby handlowej ?	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie W przypadku odrzucenia albo braku Zgłoszenia Oferty Bilansującej – części handlowej dla JG aktywnej w ramach RBB i jednocześnie dla tej JG została wyznaczona zmiana wielkości przyjętych do realizacji USE w ramach RBB dla wszystkich lub wybranych pozostałych godzin doby handlowej, skutkująca potrzebą aktualizacji Przyjętej Oferty Bilansującej – części handlowej ze względu na zmianę charakteru dowolnego pasma ofertowego z przyrostowego na redukcyjny bądź odwrotnie, to Przyjęta Oferta

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				Bilansująca – część handlowa takiej JG jest modyfikowana automatycznie, dla wszystkich pozostałych godzin doby handlowej, w zakresie których miała miejsce wskazana zmiana charakteru pasma ofertowego.
35.	3. – pytanie 2	Czy w sytuacji kiedy URB przenosi USE na JGWa, która była zgłoszona na RBN z USE=0 (brak pasm redukcyjnych) może poziom cen ofertowych w pasmach objętych USE zmodyfikowanej OBh kształtować dowolnie ?	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Zgodnie z pkt 3.1.5.2.2. i 3.1.5.3.2. Zmian Warunków w zgłoszeniu Oferty Bilansującej w ramach RBB ceny pasm ofertowych o charakterze redukcyjnym dla danej mocy JG_{Wa} muszą być nie większe niż ceny ofertowe określone dla danej mocy JG_{Wa} w dotychczas przyjętych ofertach bilansujących. W szczególnym przypadku dla JG_{Wa} z ZAK=2, jeżeli jedyną dotychczas Przyjętą Ofertą Bilansującą dla tej JG była oferta zerowa, to zgłoszenie Oferty Bilansującej w ramach RBB dla tej JG będzie spełniało warunki określone w pkt 3.1.5.3.2. dla dowolnych cen ofertowych.
36.	4.3.1.3.4.1.4.(1) i 4.3.1.3.4.1.7.(1) . (1.1)	Kosztu zmiennego paliwa gazowego wyznaczonego według ceny rynku dnia ~~następnego~~ bieżącego na giełdzie towarowej, na której jest wykonywany obowiązek określony w art. 49b ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, wyznaczonej dla danej doby gazowej. Uzasadnienie: Cena bilansowania gazu jest średnią ważona wolumenem dla wszystkich transakcji w ramach sesji RDBg i to ona powinna przenosić koszty bilansowania po stronie energii elektrycznej.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga nie została uwzględniona Rozchylenie między cenami rynku dnia następnego (RDN) i rynku dnia bieżącego (RDB) jest nieduże i o małej wariancji. Jednocześnie rynek RDN charakteryzuje się większą płynnością, więc lepiej odzwierciedla w dłuższym okresie cenę zakupu paliwa na potrzeby bilansowe.
37.	4.3.1.3.4.1.4.(1) i 4.3.1.3.4.1.7.(1) . (1.2)	Obecnie zdefiniowany koszt wytwórcy wynikający z konieczności zamówienia mocy umownej dla paliwa gazowego (dalej „moc umowna”) nie pokrywa się z kosztem realnie poniesionym na zamówienie mocy umownych przez wytwórcę przy wymuszonej	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga nie została uwzględniona Wytwórcy posiadający jednostki opalane paliwem gazowym ze względów ekonomicznych oraz technicznych tych jednostek nie kontraktują mocy zamówionej w produkcie rocznym na poziomie

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		dostawie energii elektrycznej. W kolejności od najtańszej istnieją produkty na okresy roczne, kwartalne, miesięczne, dobowe i śródzienne mocy umownej. W przypadku wymuszonego wytwarzania energii elektrycznej wytwórca nie posiadający rezerwy mocy umownej jest zmuszony zamówić dobową lub śródzienną moc umowną, nawet jeśli wymuszone wytwarzanie trwa jedynie jedną godzinę. Zaproponowany koszt zamówienia mocy gazowej odnosi się do najtańszej rocznej stawki za moc umowną i nie określa jednoznacznie poziomu zamówionej mocy umownej – czy jest to moc odpowiadająca mocy znamionowej źródła wytwórczego, maksymalnej osiągniętej mocy w roku poprzedzającym, średniej osiągalnej mocy w roku poprzedzającym, czy wartość rocznej zmówionej mocy umownej w roku poprzedzającym? Koszt zamówienia mocy umownej powinien być wyliczany na podstawie taryfy dobowej mocy umownej oraz faktu, że poziom zamówionej mocy umownej jest z reguły większy niż moc gazowa potrzebna do wytworzenia energii elektrycznej którą wytwórca, przywołany przez PSE był zmuszony dodatkowo dostarczyć do systemu. Koszt zamówienia mocy umownej powinien być wyliczany następująco: $K_{MZ} = O_D/w_{MU}$ gdzie:		umożliwiającym pełne wykorzystanie danej jednostki. Zaproponowane podejście polegające na uwzględnieniu w kalkulacji ceny CWD kosztu mocy zamówionej wyznaczonej jak dla produktu rocznego na maksymalnym poziomie odniesionym do energii elektrycznej wyprodukowanej w poprzednim roku w naszej ocenie pozwoli pokryć Wytwórcy w dłuższym horyzoncie czasowym ewentualną konieczność dokupienia mocy w produktach krótkoterminowych.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		K_{MZ} – jednostkowy koszt zamówienia mocy umownej dla paliwa gazowego [zł/MWh]; O_D – stawka opłaty stałej za moc umowną w produkcie dobowym w danym miesiącu dostaw*, wynikający z taryfy operatora systemu gazowego [zł/MWh]; w_{MU}** – współczynnik wykorzystania mocy umownej w dobie gazowej***, definiowany jako: $w_{MU} = (\sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{k} M_1)/(\sum_{i=1}^{n} M_2 * 24)$ gdzie: n – liczba dób gazowych w okresie dwuletnim poprzedzającym rok, dla którego wyznaczane jest K_{MZ}, w których wytwórca został przywołany przez PSE do wymuszonego dostarczenia energii elektrycznej; k – ilość godzin w dobie gazowej *i*; M_1 – moc umowna paliwa gazowego odpowiadająca zapotrzebowaniu na gaz ziemny potrzebny do wytworzenia mocy elektrycznej którą wytwórca, przywołany przez PSE był zmuszony dodatkowo dostarczyć do systemu w godzinie *j* w dobie gazowej *i*; M_2 – moc umowna paliwa gazowego, odpowiadająca zapotrzebowaniu na gaz ziemny potrzebny do wytworzenia maksymalnej dodatkowej mocy elektrycznej w dniu *i*, definiowana jako maksymalna wartość współczynnika M_1 w dobie gazowej *i*:		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		M_2=max(M_1 dla j=1, M_1 dla j=2,..., M_1 dla j=24) * według taryf operatora sieci gazowej współczynnik korygujący dla produktu dobowego mocy umownej dla każdego miesiąca roku może przyjmować różną wartość, stąd O_D i co za tym idzie K_{MZ} dla każdego miesiąca może przyjmować różną wartość ** dla jednostek nie posiadających danych historycznych za co najmniej jeden rok poprzedzający rok, dla którego wyznaczane jest K_{MZ} PSE wyznacza współczynnik w_{MU} jako średnią ze współczynników w_{MU} na dany rok wszystkich jednostek gazowych które określiły swój w_{MU} *** doba gazowa definiowana jest jako przedział czasowy od godziny 6:00 dnia m do godziny 6:00 dnia m+1		
38.	4.3.1.3.4.1.5.	Doceniamy wycofanie się z proponowanej wcześniej zmiany i pozostawienie współczynnika 0,05 odnoszącego się zarówno do kosztów paliwa, jak i do pozostałych kosztów zmiennych wytwarzania. Jednocześnie uważamy, że współczynnik ten powinien odnosić się także do kosztów zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla, ponieważ ze względu na zakończenie przydziału darmowych alokacji EUA z perspektywy wytwórcy jest to obecnie najbardziej istotny element kosztu zmiennego. Uważamy, że Operator korzystając z prawa do dysponowania JGwa powinien zapewnić, że w stosunku do wszystkich poniesionych przez wytwórcę kosztów będzie on w stanie uzyskać chociaż minimalną, regulowaną marżę na pełnych kosztach zmiennych. Uwaga odnosi się również do punktu 4.3.1.3.4.1.6..	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga nie została uwzględniona W przypadku kosztu uprawnień do emisji CO_2 wartość poniesionego kosztu może być dość dokładnie oszacowana na podstawie kursów giełdowych (terminowych i SPOT), więc w opinii OSP nie jest zasadne powiększanie tej wartości o dodatkowe 5%.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
39.	4.3.1.3.4.1.5.	Doceniamy wprowadzenie możliwości aktywnego uczestnictwa przez jednostki odnawialne i kogeneracyjne w rynku bilansującym. Jednocześnie jednak, wydaje się, że przy projektowaniu zasad rozliczania przyrostów wymuszonych (cena CWD) doszło do omyłki, polegającej na przyjęciu, że wysokość przysługującego wsparcia powinna pomniejszać cenę CWD. Uważamy, że w przypadku wymuszonej dostawy jednostki te nie powinny tracić prawa do pokrycia ujemnego salda, ponieważ dopiero cena energii powiększona o wsparcie umożliwia tym jednostkom pokrycie – zgodnie z intencją ustawy OZE – całych kosztów inwestycyjnych, z tej bowiem przyczyny w pierwszej kolejności uzyskały one prawo do wsparcia. Wysokość wsparcia nie powinna zatem być ujmowana w cenie CWD: OSP powinien w takim przypadku wykorzystać parametr RCE, natomiast prawo do pokrycia ujemnego salda przysługiwałoby wytwórcy od Zarządcy Rozliczeń, co sumarycznie przynosiłoby wytwórcy przychód na poziomie strike price, określonym w wyniku przyznania jednostce wsparcia. Tym samym, zważając na fakt, że cena referencyjna w stosunku do podmiotów, którym przysługuje prawo do wsparcia (w szczególności prawo do pokrycia ujemnego salda) odnosi się do cen energii na rynku dnia następnego (RDN), to w warunkach rozliczania redispatchingu nie powinno dochodzić do rozliczania jednostek, którym przysługuje prawo do wsparcia, na podstawie ich kosztów (które w przypadku jednostek odnawialnych są zbliżone do 0), a na podstawie rynkowej ceny energii. Rozwiązanie to byłoby także spójne z regulacją art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943, które zakłada, że nierynkowe redysponowanie (przyrostowo) powinno odnosić się	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga nie została uwzględniona Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 13.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		do wyższej (bardziej korzystnej dla wytwórcy) kwoty: dodatkowych kosztów operacyjnych lub przychodów netto ze sprzedaży energii. Rozwiązanie powinno zostać zatem uzupełnione o warunek, zgodnie z którym rozliczenie wymuszonych przyrostów według kosztów występuje wyłącznie w przypadku, w którym są one wyższe niż cena na RDN. Jednocześnie, w trakcie telekonferencji konsultacyjnej przedstawione zostało stanowisko, zgodnie z którym cena CWD będzie miała także zastosowanie w stosunku do jednostek wiatrowych. Prosimy o rozwinięcie w jakich przypadkach taka sytuacja byłaby możliwa, zważając na to, że zgłaszać one będą mogły wyłącznie oferty redukcyjne, a nie przyrostowe. Ponadto, jeżeli Energia Zweryfikowana w przypadku JGfwa wyznaczana będzie za pomocą estymatora, Energia Skorygowana ma być natomiast energią przyjętą w Planie Koordynacyjnym przez OSP, to ES w przypadku JGfwa nie powinna być wyższa niż EZ – jak zakładamy OSP nie będzie miał możliwości wyznaczenia w ramach ES wyższego punktu pracy niż wynikający z estymatora. Mając zatem na uwadze, że cena CWD stosowana jest wyłącznie w odniesieniu do rozliczeń EZS, prosimy o wskazanie sytuacji w których cena CWD miałaby zastosowanie dla jednostek wiatrowych. Aby doszło do rozliczeń EZS Operator musiałby wyznaczyć inny poziom dla rozliczeń EDZ i dla rozliczeń EZS, co mogłoby prowadzić do sytuacji, w której część energii w ogóle nie podlegałaby rozliczeniu na rynku bilansującym. Niezależnie jednak od powyższego, cena CWD powinna być kształtowana także w powiązaniu z cenami na rynku dnia następnego z powodów wskazanych powyżej.		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
40.	4.3.1.3.4.1.6.	Uwaga symetryczna do CWD (4.3.1.3.4.1.5.).	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga nie została uwzględniona Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 14.
41.	4.3.1.3.4.1.7. (2)	Zgadzamy się, że w przypadku wyznaczania ceny CWD dla jednostek wykorzystujących jako podstawowe paliwo węgiel brunatny, przy wyznaczaniu kosztu paliwa należy uwzględnić jednostkowy koszt stały i zmienny wytworzenia paliwa, powiększonego o marżę oraz jednostkowy koszt transportu paliwa. Jednocześnie uważamy, że w przypadku ceny CWO (a więc przy przymusowym odbiorze energii) dla jednostek wykorzystujących węgiel brunatny pod uwagę powinny być brane wyłącznie koszty zmienne, ponieważ koszty stałe nadal muszą być ponoszone przez wytwórcę, nie dochodzi do ich wyeliminowania w wyniku redukcji. Rozwiązanie to zatem powinno zostać zmienione, aby zapewnić równość zasad stosowanych do jednostek na węgiel brunatny i na gaz, w stosunku do których koncepcja przewiduje specyficzne rozwiązanie, umożliwiając realne odzwierciedlenie poniesionych kosztów/utraconych korzyści.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga nie została uwzględniona Rozumiemy, ze przedstawione w uwadze zagadnienie jest wielowymiarowe oraz istotne z punktu widzenia działalności jednostek wytwórczych opalanych węglem brunatnym. Jednocześnie uważamy, że wskazane zagadnienie jest szersze - może dotyczyć innych przedsiębiorstw (np. jednostek opalanych węglem kamiennym), dotykać ważnego elementu kosztów społecznych oraz mieć długofalowe skutki dla gospodarki oraz systemu. W związku z tym wypracowane w przyszłości rozwiązanie regulujące tą kwestię powinno mieć charakter systemowy. W przypadku wprowadzenia rozwiązań systemowych w obszarze regulacyjnym, szczegółowe ujęcie tej kwestii będzie również przedmiotem WDB.
42.	4.3.1.3.4.1.8	Współczynnik, o którym mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.4.(2) jest wyznaczany przez URB zgodnie z następującymi zasadami: (…) 4) Współczynnik potrzeb własnych jednostki wytwórczej Wpw wyznaczony jest według następującego wzoru: (…)	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga nie została uwzględniona Aktualizacja współczynnika sprawności ze względu na zmianę współczynnika potrzeb własnych powinna być bezwzględnie dokonywana raz do roku. Zmodyfikowana treść pkt 4.3.1.3.4.1.8.(4) jest przedstawiona w pkt 4. niniejszego Raportu.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		gdzie: $Enetto$ – Energia elektryczna zmierzona na układach pomiarowych rozliczeniowych netto jednostki wytwórczej w danym okresie sprawozdawczym (**po zakończeniu kwartału lub roku kalendarzowego**) [MWh]. $Ebrutto$ – Energia elektryczna zmierzona na układach pomiarowych brutto jednostki wytwórczej w danym okresie sprawozdawczym (**po zakończeniu kwartału lub roku kalendarzowego**) [MWh]. Uzasadnienie: Jeżeli dla współczynnika potrzeb własnych jednostki wytwórczej dopuszczona jest aktualizacja kwartalna **lub** roczna to analogicznie powinna być ta sama dowolność dla aktualizacji składników kosztów CWD,CWO oraz cen CU.		
43.	4.3.1.3.4.1.8 (1)	W przypadku jednostki opalanej gazem ziemnym, dla jakiej temperatury jest wyznaczony współczynnik WS_p^{Brutto}? Dlaczego dla jednostek które produkują jednocześnie parę i energię elektryczną nie ma możliwości wyznaczenia współczynnika WS_p^{Brutto} w sposób odzwierciedlający realne zużycie paliwa do produkcji energii elektrycznej w kolejnych pasmach mocy, np. przy uśrednionym poziomie produkcji pary? Czy te współczynniki nie mogą być zgłaszane przez dysponenta jednostki tak jak jest dla jednostek węglowych?	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Współczynnik WS_p^{brutto} powinien być wyznaczony dla miesięcy / warunków temperaturowych, przy których jednostka wytwórcza osiąga swoją maksymalną wydajność (miesiące: grudzień, styczeń i luty). Odnosząc się do drugiej części uwagi, to w rozliczeniu stosowane są współczynniki brutto, które powinny odzwierciedlać pracę jednostki w kondensacji, ze względu na charakter wymuszonej produkcji energii na RB, tj. bez uwzględniania produkcji ciepła. Oznacza to przyjęcie wyższego współczynnika przemiany energii chemicznej (niższa sprawność), co przełoży się na korzystne rozliczenie dla Wytwórcy za wymuszoną dostawę energii na RB.
44.	4.3.1.3.4.1.8 (2)	W jaki sposób został wyznaczony współczynnik KT_M?	***Towarzystwo Gospodarcze***	Wyjaśnienie

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		Współczynnik KT_M nie przyjmuje tej samej wartości dla różnych jednostek wytwórczych, więc powinien być wyliczany indywidualnie i zgłaszany przez wytwórcę.	***Polskie Elektrownie***	Współczynnik korekty średniej miesięcznej temperatury otoczenia (KT_m) został wyznaczony na podstawie parametrów technicznych jednostek wytwórczych gazowych pracujących w systemie odniesionych do temperatury otoczenia, jako wielkość średnia ze współczynników KT_m wyznaczonych dla tych jednostek.
45.	4.3.1.3.4.1.8 (4)	Jak zdefiniowany jest okres sprawozdawczy przy wyznaczaniu współczynników E^{netto} i E^{brutto}? Od czego zależy czy wspomniane współczynniki są wyznaczane kwartalnie bądź rocznie? Proponujemy, żeby był minimalny okres 1 miesiąc na wniosek dysponenta jednostki, a standardowe aktualizacje co kwartał.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 42.
46.	4.3.1.3.4.1.8 (5)	W jaki sposób wyznaczyć współczynnik WS_p^{Brutto} dla jednostki, której moc minimalna zmienia się w zależności od poziomu produkcji pary w danym momencie? Czy zakres mocy jednostki od Pmin do Pmax musi być podzielony na pasma mocy o równej rozpiętości? Na podstawie jakich danych należy wyznaczyć składowe współczynnika WS_p^{Brutto}? Czy będą to dane producenta, czy też efekt analiz wewnętrznych poszczególnych wytwórców?	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	<u>Wyjaśnienie</u> W rozliczeniach wymuszonej dostawy energii na RB zostało przyjęte, że jednostka pracuje w kondensacji, tj. bez uwzględniania produkcji ciepła – patrz również odpowiedź na uwagę szczegółową nr 43. Pasma mocy nie muszą być o takim samym wolumenie mocy, natomiast muszą być zgodne z parametrami technicznymi jednostki (zakresem mocy jednostki). Współczynniki przemiany energii chemicznej brutto powinny zostać potwierdzone niezależną ekspertyzą. W przypadku nowej jednostki, w okresie oswajania inwestycji, mogą to być wielkości projektowe.
47.	4.3.1.3.4.1.10:	Proponujemy aby wytwórca miał prawo korygować KP raz w miesiącu na podstawie danych za ostatnie trzy miesiące kalendarzowe; w przypadku gdy koszty nie ulegają zmianie przedstawia informację 1x na kwartał w oparciu o ewidencję księgową. Ograniczenie możliwości aktualizacji tych KP tylko do zmian kwartalnych powoduje, że wymuszenia w danym	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> W opinii OSP, proponowane w uwadze rozwiązanie może w nadmierny sposób komplikować proces zgłoszeń aktualizacji określonych składników cen CWD i CWO. Zmiany kosztów są przenoszone w sposób ciągły, po każdym okresie kwartalnym. Jednocześnie

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		okresie mogą być rozliczane w oparciu o nieaktualne koszty paliwa w przypadku istotnych zmian cen bieżących dostaw. Taka bezwładność spowoduje, że nie będą właściwie (w okresie rozliczania dostaw) uwzględniane zmiany wartości KP, co szczególnie na przełomie roku będzie zaburzać koszty/przychody z operacji na RB; wskazane wprowadzenie mechanizmu uwzględniania w korektach KP cen z zawartych umów.		zgłoszona uwaga stoi w sprzeczności z przedstawioną przez Wytwórców propozycją wydłużenia z 30 do 50 dni terminu dokonywania aktualizacji po zakończonym kwartale (patrz uwaga szczegółowa nr 25).
48.	4.3.1.3.4.2.6.	Współczynnik sprawności elektrowni szczytowo-pompowej, dla pierwszego kwartału ma zostać przyjęty na podstawie znamionowej wartości. Prosimy o wskazanie, jakich dokumentów oczekuje PSE dla potwierdzenia wstępnie poddawanego współczynnika sprawności.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Współczynnik sprawności elektrowni szczytowo-pompowej zostanie określony w załączniku technicznym do umowy przesyłania jako wartość średnioroczna cyklu pompowanie-generacja na podstawie: (i) danych pomiarowych energii zużytej na pompowanie, bez uwzględnienia energii pobranej w ramach pracy kompensatorowej, oraz (ii) energii wygenerowanej, pomniejszonej o energię wyprodukowaną z naturalnego dopływu, za rok poprzedni. W przypadku elektrowni szczytowo-pompowej, dla której nie będzie można określić współczynnika sprawności na podstawie pomiarów energii zużytej i wygenerowanej, zostanie przyjęta wartość wyznaczona na podstawie dokumentacji projektowej. Zmodyfikowana treść pkt 4.3.1.3.4.2.6. jest przedstawiona w pkt 4. niniejszego Raportu.
49.	4.3.1.3.4.2.6	Współczynnik sprawności elektrowni szczytowo-pompowej, magazynu energii jest wyznaczany przez URB zgodnie z następującymi zasadami: $\eta j = EjG / EjL$ W przypadku Magazynów jakimi są elektrownie szczytowo pompowe z dopływem naturalnym może dojść do sytuacji w której sprawność będzie wynosiła	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Przy wyznaczaniu współczynnika sprawności nie będzie uwzględniana energia wyprodukowana z naturalnego dopływu – patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 48.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		ponad 100%. Prosimy o podanie informacji w jaki status będą miały tego typu instalacje oraz wg jakich reguł będą rozliczane jednostki szczytowo pompowe tego typu. Obszar wymaga wypracowania i uzupełnienia w dokumencie.		Obowiązek aktywnego udziału w RB dotyczy jednostek wytwórczych i magazynów energii, które spełniają kryteria określone w pkt 2.1.3.17. Zmian Warunków. Pozostałe jednostki wytwórcze i magazyny energii mogą uczestniczyć w RB w sposób aktywny bądź pasywny, w zależności od decyzji Wytwórcy oraz w przypadku aktywnego udziału w RB pod warunkiem spełnienia wymagań w tym zakresie określonych w Zmianach Warunków. Patrz również odpowiedź na uwagę ogólną nr 1 w zakresie możliwości odstąpienia przez OSP od centralnego dysponowania jednostką.
50.	4.3.1.3.4.3.2.	Dla wyznaczania CWO koszty transakcyjne uprawnień do emisji KTCO2 powinny być zapisane ze znakiem ujemnym. Koszty transakcyjne występują tak samo przy kupnie i sprzedaży uprawnień do emisji CO2. Ponadto w przypadku wyznaczania CWO koszty transakcyjne powinny być liczone podwójnie, jako że wytwórca ponosi je dwukrotnie, najpierw przy wcześniejszym zakupie uprawnień, a następnie przy konieczności ich odsprzedaży.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	<u>Uwaga została częściowo uwzględniona</u> Uwaga w zakresie znaku KT^{CO2} przy wyznaczaniu ceny CWO została uwzględniona. Zmodyfikowana treść pkt 4.3.1.3.4.1.5., 4.3.1.3.4.1.6., 4.3.1.3.4.3.2., 4.3.1.3.4.6.3., 4.3.1.3.7.3.1.(2) i 4.3.2.1.3.(1) jest przedstawiona w pkt 4. niniejszego Raportu. Uwaga w zakresie podwójnego liczenia kosztów transakcyjnych nie została uwzględniona. Wcześniejszy zakup uprawnień do emisji CO_2, jest związany z zabezpieczeniem uprawnień na potrzeby sprzedaży energii na rynku hurtowym i nie jest związany z wymuszoną redukcją na RB. W związku z tym nie jest zasadne, żeby był pokrywany w ramach rozliczeń wymuszonej redukcji na RB.
51.	4.3.1.3.4.4.2.	Cena CROh wyznaczana jest w oparciu o zgłoszone lub faktycznie wykorzystane zdolności wytwórcze Jednostek Grafikowych aktywnych kilku typów ze znacznikami ZAK=1 i ZAK=2. W jaki sposób wyznaczona zostanie cena CROh w przypadku, kiedy	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	<u>Wyjaśnienie</u> W najbliższym roku wystąpienie Zapotrzebowania w obszarze RB (ZRB) równego zero bądź ujemnego nie jest prawdopodobne. Taka sytuacja oznaczałaby, że

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		ZRB przyjmie wartość 0 lub ujemną? (w wielkości przekraczającej udostępnione OSP możliwości ładowania magazynów)		nie są spełnione warunki bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego (parametry pracy sieci, dostęp do ujemnych rezerw mocy) i skutkowałaby potrzebą podjęcia z wyprzedzeniem operatorskich działań zaradczych. Poczynając od 2022 r., w ramach 2-go etapu wdrażania zmian na RB, w związku z wprowadzanymi programami pracy i dostosowaniem zasad RB do przystąpienia do europejskich platform bilansujących, zostanie wprowadzona zmiana zasad wyznaczania cen na RB. Informacja w tym zakresie została zawarta w „Koncepcji zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce" opublikowanej w listopadzie 2019 r.
52.	4.3.1.3.4.4.7.	Rozumiemy intencję OSP dotyczącą wprowadzenie zróżnicowania ceny niezbilansowania, która w naszym rozumieniu ma przyjąć charakter penalizujący spekulację i zniechęcać do wykorzystywania rynku bilansującego jako miejsca ewentualnego arbitrażu cenowego w stosunku do rynku hurtowego. Biorąc jednak pod uwagę przede wszystkim minimalizację kosztów ponoszonych przez klientów końcowych typowych spółek obrotu (dla których występowanie odchyleń na RB jest nieodzowne ze względu na skalę prowadzonej działalności), proponujemy wprowadzenie rozwiązania pośredniego, zakładającego, że mechanizm ustalania cen CROs i CROz przyjęty zostanie w kształcie zaproponowanym przez Operatora z opisaną dalej modyfikacją. Aktywacja mechanizmu kształtowania się cen CROs i CROz przy przekontraktowaniu / niedokontraktowaniu na poziomie niższym/wyższym z dwóch cen CRO; RCE następuje dopiero w przypadku, w którym odchylenie (przekontraktowanie/ niedokontraktowanie) relatywnie	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga nie została uwzględniona Patrz odpowiedzi na uwagi ogólne nr 11 i 15.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		dla POBa przekracza o co najmniej 5% poziom wynikający ze zgłoszonych Umów Sprzedaży Energii. W takiej sytuacji dopuszczalny poziom niezbilansowania pokrywa się z marginesem błędu planistycznego zakładanym przez OSP w ramach PKD. Innymi słowy: dopóki nie zostanie przekroczony określony próg odchylenia od Energii Deklarowanej, cena CROs i CROz powinny być kształtowane na poziomie CRO, a wyznaczenie cen CROs i CROz z uwzględnieniem także ceny RCE powinno mieć miejsce w warunkach indywidualnego przekontraktowania / niedokontraktowania przekraczającego określony poziom odchylenia. Proponowana wyżej modyfikacja nadal realizować będzie istotną dla OSP funkcję odstraszania od prób dokonywania arbitrażu cenowego między RDN a RB, a jednocześnie nie będzie stanowiło nadmiernej dolegliwości dla rzetelnych POBów, jak również dodatkowych kosztów dla klientów końcowych.		
53.	4.3.1.3.7.2.2.(1)	Dla Jednostek Grafikowych Magazynu rozliczeniowych składających się z JGMa z ZAK=1 rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej □ESRjh odebranej z Rynku Bilansującego w godzinie h przez j-tą JGMr odbywa się według ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych ~~CREh~~ CROh obowiązującej w godzinie h dla danej JG, wyznaczonej dla odbioru energii z Rynku Bilansującego. Uzasadnienie: Cena za energię bilansującej nieplanowanej odebranej z Rynku Bilansującego powinna być taka sama dla wszystkich technologii.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga nie została uwzględniona Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 35.
54.	4.3.1.7.1.3.	W ramach rozliczenia kosztów uruchomień JGWa z ZAK=1 wprowadzono szereg kategorii, w przypadku których wytwórcy nie przysługuje zwrot kosztów uruchomień.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie W pkt 4.3.1.7.1.3. zawartym w Zmianach Warunków wprowadzone zostało wyłącznie uszczegółowienie, że postanowienia tego punktu dotyczą JG_{Wa} z ZAK=1.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		Proponujemy, żeby w 2021 roku pozostawić rozliczenia uruchomień bez zmian, natomiast zmiany wprowadzić od 2022 roku, kierując się główną zasadą, że koszty uruchomienia są pokrywane przez ten podmiot, który podejmuje decyzję o uruchomieniu – jeśli następuje to na wniosek wytwórcy, to wytwórca pokrywa koszt uruchomienia; jeśli OSP – koszt ten pokrywany jest przez OSP. Rozwiązanie to wydaje się prostsze, bardziej transparentne i bardziej sprawiedliwe.		Lista przypadków, w których JG_{Wa} z ZAK=1 nie przysługuje zwrot kosztów uruchomień, nie uległa zmianie w stosunku do aktualnej wersji WDB. Zgodnie z powyższym, OSP Zmianami Warunków nie wprowadza zmian w zasadach rozliczania uruchomień na RB.
55.	4.3.2.1.3.	Dla poszczególnych rodzajów regulacyjnych usług systemowych są stosowane następujące ceny rozliczeniowe: (1) Cena za udział w regulacji j-tej JG: Uzasadnienie: Wzór (4.116) używa pojęcia ceny CW, która nie obejmuje kosztów CO. W związku z faktem, że w obecnej sytuacji wzrasta znaczenie usług regulacyjnych oraz koszty ich świadczenia cena za ich świadczenie powinna uwzględniać koszt CO2.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	<u>Wyjaśnienie</u> Cena, o której mowa w uwadze jest stosowana do rozliczeń udziału w regulacji pierwotnej lub wtórnej. Zmianami Warunków nie są wprowadzane zmiany w zakresie zasad pozyskiwania i rozliczania usług udziału w regulacji pierwotnej lub wtórnej. Zmiany w tym zakresie są planowane do wdrożenia w 2-im etapie zmian na RB, zgodnie Polskim Planem Wdrażania. Pkt 4.3.2.1.3.(1) w Zmianach Warunków został wyłącznie dostosowany do zmian w obszarze cen za wytwarzanie wymuszone, które są wykorzystywane do wyznaczenia ceny za udział w regulacji.
56.	4.3.2.5.1- 4 oraz 4.3.2.5.8 - 9	Jesteśmy przeciwni rozwiązaniu, w ramach którego JWCD zobligowane są do płatności kar za odchylenie od zadanego punktu pracy o więcej niż 3%. Rozumiejąc potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu przez Operatora, uważamy jednocześnie, że cel ten może zostać osiągnięty w bardziej rynkowy sposób. Naszym zdaniem koncepcja powinna opierać się na wynagradzaniu dotrzymywania dyscypliny ruchowej przez JWCD, a nie karaniu ich za niedotrzymanie narzucanych przez OSP, restrykcyjnych wymagań dotyczących prowadzenia ruchu jednostki. Z perspektywy JWCD	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	<u>Uwaga nie została uwzględniona</u> W zakresie dyscypliny ruchowej – patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 43. W zakresie zmiany zasad pozyskiwania i rozliczenia usług udziału w regulacji pierwotnej lub wtórnej – patrz odpowiedzi na uwagi szczegółowe nr 12 i 55.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		wygląda to bowiem tak, że nie ma możliwości pozbycia się statusu jednostki centralnie dysponowanej, a zatem obligatoryjnie musi świadczyć na rzecz OSP usługi regulacji pierwotnej i wtórnej, w ramach których OSP jedynie zwraca wytwórcy poniesione koszty, chociaż jest to usługa niezbędna dla OSP do poprawnego prowadzenia ruchu systemu. Tym samym, wytwórcy powinno należeć się uczciwe wynagrodzenie za te usługi, a nie jedynie pokrycie ich kosztów zmiennych i akceptacja narażenia na wymierzenie dodatkowych kar przez OSP. Zgodnie natomiast z zaproponowanym rozwiązaniem, jeśli wytwórca odchyli się od zadanego przez OSP punktu pracy, musi zapłacić OSP 12-krotność godzinowych kosztów funkcjonowania usługi. Takie rozwiązanie nie mogłoby zostać zaakceptowane w warunkach rynkowych, w których jest więcej niż jeden nabywca usługi. Jednocześnie, budzi wątpliwości, czy nakładanie kar za niedotrzymywanie dyscypliny ruchowej nie doprowadzi do podwójnego karania za to samo przewinienie – ze strony Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, jak i OSP. Ponadto, wyznaczony poziom dopuszczalnego odchylenia i przedstawiony sposób wyliczania kar (12-krotność odpłatności za godzinę pracy w danej regulacji) budzą nasze poważne wątpliwości i zaniepokojenie, jako że wydają się nietransparentne i przyjęte jednostronnie. Uważamy, że ewentualne rozliczenie powinno odnosić się do wolumenu powyżej ustalonego progu nieczułości (a nie całego odchylenia po przekroczeniu granicy). W związku z tym ewentualne wprowadzenie omawianego rozwiązania powinno co roku podlegać ponownej ocenie w zakresie ustalenia w ramach transparentnej analizy poziomu, którego		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		przekroczenie pociągałoby za sobą obowiązek zapłaty ewentualnej kary. Zgodnie z uwagą ogólną Nr 12, proponujemy usunąć cały punkt 4.3.2.5 (nie stosowany w praktyce), a nie dostosowywać go do obecnego stanu.		
57.	5.5.1	Odczytując zmianę numeracji domyślamy się, iż informacje jakie mają być publikowane na stronie Operatora zostały ograniczone do informacji o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego zawartych poprzednio w ramach pkt. 5.4.5 Prosimy o potwierdzenie, iż pozostałe dane w dostosowanej formie, w szczególności: • Informacje o zasobach wytwórczych KSE • Informacje o planowanej pracy KSE – z uwzględnieniem nowych typów jednostek w podziale na dane o FW, PV, planowanej pracy magazynów • Informacje o pracy KSE będą nadal na stronie OSP publikowane.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Postanowienia dotyczące publikacji informacji o pracy KSE zostaną wprowadzone do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
58.	5.5.1 (2.1)	Dla uzyskania większej transparentności rynku prosimy, aby OSP publikowało stosy ofert bilansujących przyjętych na RB w trybie RDN, czyli takich jakie dostępne były na etapie tworzenia planu pierwszego planu BPKD (w ramach którego planowane jest praca jednostek aktywnych, oraz wersję stosów ofert dostępnych dla OSP na etapie przygotowywania ostatniego planu BPKD dla danej doby handlowej.	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Uwaga została uwzględniona OSP będzie powykonawczo publikował na swojej stronie internetowej (www.pse.pl) oferty bilansujące i oferty redukcji obciążenia, w zakresie oferowanych cen oraz wolumenów mocy, przyjęte na RBN i przyjęte jako ostatnie w ramach RBN i RBB. Będą to wykazy anonimowe, bez identyfikatorów JG, w podziale na rodzaj paliwa podstawowego w przypadku jednostek wytwórczych. Zmodyfikowana treść pkt 5.5. i pkt 5.5. z Załącznika nr 3 jest przedstawiona w pkt 4. niniejszego Raportu.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
59.	Załącznik nr 2 część I A.1.2.	Zgodnie z warunkami opisanymi w tej części w celu aktywnego udziału JG w RB niezbędne jest posiadanie systemów sterowania i wymiany informacji ruchowej z OSP miedzy innymi LFC. Z informacji przekazanej na spotkaniu 29 lipca wynika, że w odniesieniu do ESP ten wymóg w pierwszym etapie nie będzie wymagany. Czy to oznacza, że ESP nie posiadając LFC do 31 grudnia 2021 r. będą mogły brać aktywny udział w RB?	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Potwierdzamy, że do 31 grudnia 2021 r. elektrownie szczytowo-pompowe aktywnie uczestniczące w RB nie muszą posiadać systemu LFC. Informacja w tym zakresie została zawarta w Załączniku nr 2 poprzez dodanie pkt A.5.2. Zmodyfikowana treść pkt A.5. Załącznika nr 2 jest przedstawiona w pkt 4. niniejszego Raportu.
60.	Załącznik A do dokumentu p. Proces kwalifikowania dostawczy usług bilansujących	1. Czy ESP mają nadany status dostawcy usług bilansujących ? 2. Jeżeli nie, to czy w ramach zgłoszenia ESP są zwolnione z wymogu przedstawienia Protokołu z testów odbiorczych węzła lokalnego LFC (do końca 2021 r.) ?	***Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie***	Wyjaśnienie Elektrownie szczytowo-pompowe, które przed wejściem w życie Zmian Warunków są reprezentowane na RB w JG aktywnych, nie muszą występować o nadanie statusu aktywnego udziału w RB. Zmodyfikowana treść pkt A.5. Załącznika nr 2 jest przedstawiona w pkt 4. niniejszego Raportu.
61.	Pkt 2.2.1.1.12.	Jeżeli URB zobowiązany jest do 31 sierpnia każdego roku do dostarczenia prognozowanych na następny rok kalendarzowy: *(i) CWD i CWO wyznaczonych w sposób określony w pkt 4.3.1.3.4.1.* powinno zostać określone, jakie prognozy ceny uprawnień do emisji CO2 oraz ceny gazu należy przyjąć (skoro do wyznaczenia ceny paliwa gazowego przyjmowana ma być cena gazu z rynku dnia następnego).	***PGNiG S.A.***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 48.
62.	Pkt 4.1.2.2.13.	Zaproponowane sformułowanie dotyczące estymowanej ilości dostaw energii (EE) nie jest wystarczająco precyzyjne: *„Estymowana ilość dostaw energii JG_{FWa} albo JG_{PVa} jest równa wielkości wytwarzania energii przez JG w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego tej JG, która miałaby miejsce gdyby nie było polecenia*	***PGNiG S.A.***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 5.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		redukcji generacji JG przez OSP. W szczególności estymowana ilość dostaw energii odpowiada rzeczywistej ilości dostaw energii JG w okresach, w których JG nie podlegała redukcji przez OSP." W celu jasnego określenia w jaki sposób ta informacja jest pozyskiwana, należy dodać opis przez kogo i w jakim trybie jest ona wyznaczana oraz przez jaki system jest dostarczana do OSP.		
63.	Pkt 4.3.1.2.2.	Najodpowiedniejsze z punktu widzenia Operatora i Wytwórców byłoby przyjęcie średniej z cen CWD i CWO wyznaczonych dla jednostek wytwórczych reprezentowanych przez jedną JG, **propozycja:** *„W przypadku, gdy JG reprezentuje więcej niż jedną jednostkę wytwórczą (…)* *(1) CWD jako średnią ważoną mocą dyspozycyjną z cen CWD wyznaczonych dla jednostek wytwórczych reprezentowanych przez tę JG.* *(2) CWO jako średnią ważoną mocą dyspozycyjną z cen CWO wyznaczonych dla jednostek wytwórczych reprezentowanych przez tę JG."*	***PGNiG S.A.***	Uwaga nie została uwzględniona Przyjęcie cen CWD i CWO dla agregatu jako wartości średnie odpowiednio z cen CWD i CWO zasobów wchodzących w skład agregatu mogłoby wprowadzić zachęty do agregowania jednostek o istotnie różnych kosztach zmiennych wytwarzania, aby w przypadku przyrostu generacji wyznaczona cena CWD agregatu była wyższa od kosztów poniesionych na wykonanie przyrostu, który zostałby wykonany na tańszych zasobach, analogicznie w przypadku redukcji cena CWO byłaby niższa niż rzeczywiście uniknięte koszty w wyniku redukcji droższych zasobów.
64.	Pkt 4.3.1.3.4.1.5. / 4.3.1.3.4.1.6.	Wysokość wsparcia dla JG powinna być pomijana w procesie wyznaczenia CWD i CWO. Przyznawanie i rozliczenie systemu wsparcia dla JG powinno być dokonywane niezależnie od działań i rozliczeń podejmowanych na RB.	***PGNiG S.A.***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 49. Patrz odpowiedzi na uwagi szczegółowe nr 13 i 14.
65.	Pkt 4.3.1.3.4.1.7.	Dla spójności z rynkiem bilansującym gazu, koszt zmienny paliwa powinien być wyznaczany w oparciu o ceny rynku dnia bieżącego gazu na giełdzie towarowej, obecne zapisy uwzgledniające cenę na rynku dnia następnego gazu nie odzwierciedlają kosztów ponoszonych przez wytwórcę, **propozycja:**	***PGNiG S.A.***	Uwaga nie została uwzględniona Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 36.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		„(1.1) Kosztu zmiennego paliwa gazowego wyznaczonego według ceny rynku dnia bieżącego gazu na giełdzie towarowej, na której jest wykonywany obowiązek określony w art. 49b ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, wyznaczonej dla danej doby gazowej." Koszty niezbilansowania również powinny być wyznaczane w oparciu o ceny rynku dnia bieżącego (pkt. 4.3.1.3.4.1.7 (1.3.))		
66.	Pkt 4.3.1.3.4.1.7. (1.2)	Koszt zamówienia mocy umownej powinien być wyznaczany w odniesieniu do stawki dobowej, gdyż w przypadku wymuszenia wytwórca nie posiadający rezerwy mocy umownej jest zobowiązany do zamówienia jej w produkcie krótkoterminowym, który jest najdroższym produktem. Ponadto, koszty mocy paliwa gazowego powinny być uwzględniane również przy redukcji, pomniejszając cenę CWO. Rozliczenie według uśrednionego kosztu zamówienia mocy umownej dla dostaw paliwa gazowego, obliczonego jako opłata roczna za moc zamówioną, wynikająca z taryfy operatora systemu gazowego może nie odzwierciedlać poniesionych kosztów mocy, **propozycja zapisu:** *Koszt zamówienia mocy umownej dla dostaw paliwa gazowego, obliczony na podstawie stawki dobowej za moc zamówioną określonej dla danego miesiąca zgodnie z taryfą operatora systemu gazowego.* *W przypadku ceny* *(i) CWD koszt z ppkt (1.2) powiększa cenę.* *(il) CWO koszt z ppkt (1.2) pomniejsza cenę.*	***PGNiG S.A.***	Uwaga nie została uwzględniona Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 37.
67.	Pkt 4.3.1.3.4.1.7. (1.3)	Konieczność uwzględnienia kar za przekroczenie mocy gazowych przy obliczaniu ceny CWD lub wprowadzenie nowego typu ubytku dla bloków	***PGNiG S.A.***	Wyjaśnienie W przypadku braku możliwości pozyskania przez Wytwórcę dodatkowej przepustowości wymaganej do

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		gazowych ograniczającego moc maksymalną ze względu na zamówioną moc paliwa gazowego. Koszty paliwa dla jednostek gazowych uwzględniane do CWD oraz CWO powinny uwzględniać także inne kary np. nieznominowanie. Jeżeli chodzi o punkt 1.3 to wydaje się, że intencją było przeniesienie 2 rodzajów opłat: za nieznominowanie i niezbilansowanie w systemie gazowym, jednak zapis ten również nie odzwierciedla kosztów ponoszonych w Gaz-Systemie. Dla uniknięcia wątpliwości powinno tutaj znaleźć się odwołanie wprost do IRiESP OGP Gaz-System, w wersji 27 IRiESP: opłaty te zostały określone w punkcie. 18.3 i 19.10.		realizacji polecenia operatora, Wytwórca powinien zgłosić ubytek. W związku z powyższym nie przewidujemy pokrywania kar wynikających z przekroczenia mocy umownej przez Wytwórcę. Dodatkowo zostały przewidziane środki na pokrycie niezbilansowania i nieznominowania w wysokości 10% ceny gazu dla danej doby gazowej, które powinny w dłuższej perspektywie czasowej pokryć ewentualne koszty związane z niezbilansowaniem i nieznominowaniem w systemie gazowym.
68.	Pkt 4.3.1.3.4.3.2	Należy doprecyzować co dokładnie należy uwzględnić w KT^{CO2} – kosztach transakcyjnych uprawnień do emisji CO_2 (zł/Mg CO_2).	***PGNiG S.A.***	Uwaga została uwzględniona Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 9.
69.	4.3.1.3.4.1.5.	Należy uwzględnić w przypadku CWD powiększenie wartości CWD o koszty transakcyjne wynikające z zawarcia transakcji na rynku dla praw majątkowych.	***PGNiG S.A.***	Uwaga została uwzględniona Patrz odpowiedź na uwagę ogólną nr 50.
70.	Pkt 5.4.	Konieczność doprecyzowania jakie dane i przez jakie jednostki powinny być wymieniane przez Portal Wymiany Danych Planistycznych (PWDP), a co za tym idzie, jakie jednostki są zobligowane do posiadania PWDP.	***PGNiG S.A.***	Wyjaśnienie Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 10.
71.	Nr punktu **3.1.2.1.2.3**	**Pkt 3.1.2.1.2.3**. Zgłoszenie USE w ramach RBB dotyczące okresu rozpoczynającego się o godzinie h doby handlowej powinno być dostarczone do OSP najpóźniej na ~~50~~ **45** minut przed rozpoczęciem godziny h doby handlowej. Jeżeli do OSP zostanie dostarczone Zgłoszenie USE zawierające godziny, dla których powyższy warunek nie jest spełniony, to takie	***Towarowa Giełda Energii S.A.***	Uwaga została częściowo uwzględniona Określenie zamknięcia bramki na 50 min przed rozpoczęciem godziny handlowej jest kompromisem pomiędzy czasem dla URB_{GE} na przetworzenie wyników RDB i dokonanie zgłoszeń USE na RBB, a czasem niezbędnym dla OSP na weryfikację Ofert

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		Zgłoszenie USE będzie przetwarzane przez OSP z pominięciem tych godzin, tj. poczynając od pierwszej godziny, dla której powyższy warunek jest spełniony. **Uzasadnienie:** Skrócenie czasu na składanie zgłoszenia USE w ramach RBB z 15 do 10 minut przed rozpoczęciem godziny h doby handlowej będzie skutkowało częstszym niż ma to miejsce obecnie uruchomieniem awaryjnej procedury zgłaszania ZUSEB. Wynika to m.in. z faktu, że przeprocesowanie transakcji zawartych w ramach Europejskiego Rynek Dnia Bieżącego Energii Elektrycznej SIDC w modelu XBID relatywnie często będzie przekraczać bramkę czasową 10 minut na dokonanie takiego zgłoszenia. TGE prowadzi prace mające na celu usprawnienie tego procesu, niemniej jednak do momentu gdy częstość występowania przypadków skutkujących przekroczeniem wspomnianej bramki czasowej 10 minut, nie spadnie do wartości, które można uznać za statystycznie nieistotne, TGE zgłasza uwagę o pozostawienie tej bramki czasowej na niezmienionym poziomie do końca 2021 roku oraz ustalenie tej bramki czasowej w wymiarze 10 minut od 1 I 2022 r. **W przypadku odrzucenia powyższej uwagi TGE zgłasza uwagę odnośnie punktu 3.1.2.1.2.11. o następującej treści:** Wniosek, o którym mowa w pkt 3.1.2.1.2.10., dotyczący doby handlowej *n*, URBGE przekazuje OSP niezwłocznie, jednak nie później niż do godziny 13.00 doby *n*+1, z wykorzystaniem danych kontaktowych podanych w umowie MNA OA albo Umowie przesyłania w przypadku gdy dany URBGE nie ma zawartej umowy MNA OA.		Bilansujących i wyznaczenie planu pracy systemu przy uwzględnieniu zaktualizowanych Ofert Bilansujących. W modelu RB wdrażanym w etapie 1 przyjęte do realizacji USE są wykorzystywane w procesie weryfikacji Ofert Bilansujących zgłaszanych w ramach RBB. Tak więc nie jest możliwe wykorzystanie Ofert Bilansujących bez informacji o pozycji kontraktowej JG aktywnych wynikającej z USE. Ponadto pragniemy zaznaczyć, że OSP w Zmianach Warunków przyjął czas zamknięcia bramki na RBB wynoszący 50 minut przed rozpoczęciem godziny handlowej pomimo wcześniej przekazywanych informacji o planowanym przesunięciu bramki na 55 minut z początkiem 2021 r. Niniejsza zmiana wynika z uwag zgłaszanych wcześniej przez URB_{GE} dotyczących czasu niezbędnego dla URB_{GE} na przetworzenie wyników RDB i dokonanie zgłoszeń USE na RBB. Jednocześnie informujemy, że przesunięcie bramki RBB na 55 minut przed rozpoczęciem godziny handlowej, której dotyczy bramka, jest planowane na 1 stycznia 2022 r. Patrz również odpowiedź na uwagę ogólną nr 42. Odnosząc się do drugiej części uwagi, OSP przychyla się do propozycji zmiany pkt 3.1.2.1.2.11., z wyjątkiem, że zamiast informacji o wystąpieniu awarii we wniosku zostanie podana informacja o pierwszej godzinie handlowej, dla której ma miejsce opóźnienie w dokonaniu przez URB_{GE} Zgłoszeń USE w ramach RBB.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		Warunkiem akceptacji wniosku przez OSP jest przekazanie informacji o wystąpieniu ~~awarii systemów informatycznych~~ opóźnienia zgłoszenia USE w ramach RBB URBGE~~, wraz ze stosownym wyjaśnieniem zawierającym wskazanie godziny wystąpienia awarii,~~ oraz wskazanie adresu ogólnodostępnej strony internetowej, na której została zamieszczona informacja dla uczestników rynku ~~o awarii systemów informatycznych URBGE~~ o opóźnieniu zgłaszania USE w ramach RBB.		Zmodyfikowana treść pkt 3.1.2.1.2.11. i 3.1.2.1.2.15.(3) jest przedstawiona w pkt 4. niniejszego Raportu.
72.	Nr punktu **3.1.2.1.2.11**	**Pkt 3.1.2.1.2.11.** Wniosek, o którym mowa w pkt 3.1.2.1.2.10., dotyczący doby handlowej n, URBGE przekazuje OSP niezwłocznie, jednak nie później niż do godziny 13.00 doby n+1, z wykorzystaniem danych kontaktowych podanych w umowie MNA OA albo Umowie przesyłania w przypadku gdy dany URBGE nie ma zawartej umowy MNA OA. Warunkiem akceptacji wniosku przez OSP jest przekazanie informacji o wystąpieniu awarii systemów informatycznych URBGE, wraz ze stosownym wyjaśnieniem ~~zawierającym wskazanie godziny wystąpienia awarii~~, oraz wskazanie adresu ogólnodostępnej strony internetowej, na której została zamieszczona informacja dla uczestników rynku o awarii systemów informatycznych URBGE. **Uzasadnienie:** może zdarzyć się sytuacja, że czas pomiędzy zdiagnozowaniem awarii i publikacją stosownego komunikatu na stronie Giełdy będzie znacząco odbiegał od czasu faktycznego wystąpienia	***Towarowa Giełda Energii S.A.***	Uwaga została częściowo uwzględniona. Patrz odpowiedź na uwagę szczegółową nr 71. Z punktu widzenia akceptacji wniosku, składanego w celu dokonania zgłoszeń USE w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń w ramach RBB, istotna jest możliwość zidentyfikowania przez OSP pierwszej godziny handlowej, dla której ma miejsce opóźnienie w dokonaniu Zgłoszeń USE w ramach RBB. Informacja ta jest wykorzystywana do weryfikacji Aktywnego Okresu Zgłoszenia USE składanego w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń w ramach RBB. Odnosząc się do uwagi dodatkowej, wyjaśniamy, że otwarcie bramki w trybie awaryjnym zgłoszeń w ramach RBB może nastąpić po spełnieniu wskazanych w WDB warunków jednak nie wcześniej niż zamknięcie bramki dla Zgłoszeń USE w ramach RBB działającej w trybie podstawowym.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		awarii, w związku z czym zgodnie z uszczegółowieniem przedstawionym w projekcie zmian: **Uszczegółowienie zasad dokonywania zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii (USE) w trybie awaryjnym w ramach RBB :** **… „**Informacja o godzinie wystąpienia awarii jest wykorzystywana przez OSP w procesie weryfikacji Aktywnego Okresu Zgłoszenia dla Zgłoszeń USE w ramach RBB dokonanych w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń.**”** Niemożliwym może się okazać zgłoszenie lub modyfikacja grafików dla transakcji zawartych pomiędzy godziną opublikowania komunikatu a faktycznym czasem wystąpienia awarii. **<u>Uwaga dodatkowa:</u>** Dokument, o którym mowa w podpunkcie **3.1.2.1.2.13.** będzie wysłany do Giełdy dopiero w dniu n+1 o godz. 13:00, gdzie dzień n jest dniem opublikowania komunikatu o wystąpieniu awarii na stronie TGE. Uwaga TGE dotyczy tego aby dokument ZZUSEB był wysłany niezwłocznie po otrzymaniu przez PSE zgłoszenia o wystąpieniu awarii z uwzględnieniem czasu niezbędnego przez PSE do przeprocesowania wniosku wysłanego przez Giełdę.		

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
73.	Nr punktu 3.1.2.1.2.17	~~**Pkt 3.1.2.1.2.17.**~~ Na podstawie przyjętego w trybie awaryjnym zgłoszenia RBB dla doby handlowej n korygowane są przyjęte do realizacji na RBB ilości dostaw energii elektrycznej (EPRBB) dla Jednostek Grafikowych wnioskującego URBGE oraz Jednostek Grafikowych partnerów handlowych tego URBGE. Wyznaczona EPRBB w trybie awaryjnym zgłoszenia w ramach RBB dla doby handlowej n jest uwzględniana w procesie rozliczeń RB dla doby handlowej n. Uwaga polega na usunięciu tego podpunktu z planowanych do wprowadzenia zmian do WDB i pozostanie przy standardowej metodologii zgłaszania ZUSEB, czyli pełnego salda dla danego podmiotu. **Uzasadnienie:** w przypadku dużej ilości transakcji zawartych na Giełdzie np. 700, wysłanie jedynie delty Δ przyjętych do realizacji na RBB ilości dostaw energii elektrycznej „EPR^{RBB}" dla przykładowo 10 z 700 zawartych transakcji, może okazać się mało efektywne i niesie ze sobą ryzyko wystąpienia błędów w zgłaszaniu awaryjnych grafików ZUSEB. Dodatkowo dokumenty ZUSEB w obecnej postaci nie zawierają danych dotyczących poszczególnych transakcji, tylko saldo ze wszystkich zawartych transakcji, dlatego wprowadzenie rozwiązania z deltą generuje konieczność powstania nowego typu dokumentu, który zamiast salda będzie wskazywał deltę. Pozostanie przy dotychczasowym rozwiązaniu tj. zgłaszanie pełnego salda transakcji eliminuje wyżej wspomniane ryzyko oraz umożliwia pozostanie przy obecnie wykorzystywanych schematach konstrukcji plików ZUSEB.	***Towarowa Giełda Energii S.A.***	Uwaga nie została uwzględniona. Zgłoszenie USE w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń USE w ramach RBB zastępuje wszystkie zgłoszone USE w ramach RBB w zakresie godzin objętych poprawnie zdefiniowanym Aktywnym Okresem Zgłoszenia (AOZ) z uwzględnieniem zmienionych zasad weryfikacji dla pierwszej godziny AOZ opisanych w pkt 3.1.2.1.2.15.(3). Oznacza to dla wskazanego w uwadze przykładu przekazanie wszystkich poprawnie zawartych USE w ramach RBB tj. wszystkich transakcji USE zawartych w ramach wskazanego AOZ.

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
74.	Nr punktu 3.1.2.1.2.1	The intraday nomination deadline has changed from 45 to 50 min before delivery, therefore timings have changed from hh:15 to hh:10 in this point and several related points. This allows the NEMOs/CCPs less time to process the trading data and produce the nomination data. We object to this shortening of the window for nomination. We also would like to point out that, to our knowledge, this change has not been announced or discussed. We only found out about it by reviewing the amendment under consultation. In general, we do not find this a proper way of proceeding.	***EPEX SPOT***	Uwaga nie została uwzględniona Informacja o planowanej zmianie czasu zamknięcia bramki zgłoszeń danych handlowych i technicznych na RBB została przekazana w listopadzie 2019 r. w ramach konsultacji „Koncepcji zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce" oraz była powtarzana przy okazji wszystkich ogólnodostępnych spotkań informacyjnych dotyczących reformy RB. Ponadto, zgodnie z odpowiedzią na uwagę szczegółową nr 71, pragniemy zaznaczyć, że OSP w Zmianach Warunków przyjął czas zamknięcia bramki na RBB wynoszący 50 minut przed rozpoczęciem godziny handlowej pomimo wcześniej przekazywanych informacji o planowanym przesunięciu bramki na 55 minut z początkiem 2021 r. Niniejsza zmiana wynika z uwag zgłaszanych wcześniej przez URB_{GE} dotyczących czasu niezbędnego dla URB_{GE} na przetworzenie wyników RDB i dokonanie zgłoszeń USE na RBB. Jednocześnie informujemy, że przesunięcie bramki RBB na 55 minut przed rozpoczęciem godziny handlowej, której dotyczy bramka, jest planowane na 1 stycznia 2022 r. Patrz również odpowiedź na uwagę ogólną nr 42.
75.	Nr punktu 3.1.2.1.2.12. and 3.1.2.1.2.13:	Reference is made to a ZZUSEB document, which is used to open a gate for emergency submission of intraday nominations. We did not find a specification of a ZZUSEB document in the WIRE standards or anywhere else and no XML schema (xsd file) appears to exist for it.	***EPEX SPOT***	Wyjaśnienie 13 sierpnia 2020 r. na stronie internetowej OSP: (www.pse.pl), została opublikowana wersja robocza standardów WIRE (v. 13.0) uwzględniająca zmiany na RB określone w Projekcie Zmian Warunków, w tym specyfikacje dla dokumentu ZZUSEB. Wersja ostateczna standardów WIRE zostanie opublikowana

Lp.	Punkt	Uwagi, propozycje zmian w treści i pytania	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		In connection with this, we also note that this new document and the process it is associated to are in need of dedicated testing. (This remark has no direct relevance in the context of the consultation, but should be taken into account in the MNA project).		na stronie internetowej OSP, niezwłocznie po opracowaniu ostatecznej wersji Zmian Warunków.

4. Specyfikacja zmian do Projektu Zmian nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania

W wyniku przeprowadzonych konsultacji społecznych z użytkownikami systemu oraz w ramach korekt wprowadzono następujące zmiany do Projektu Zmian nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania (poniższa specyfikacja zmian odnosi się do poszczególnych punktów Projektu Zmian nr 1/2020 Warunków Dotyczących Bilansowania).

Zmodyfikowano brzmienie następujących punktów w wyniku zgłoszonych uwag:

<table>
<tr><td colspan="2">W wykazie skrótów, skróty CRO^{-}, CRO^{+} pozostają bez zmian. OSP odstępuje od skreślenia tych skrótów.</td></tr>
<tr><td colspan="2">W wykazie skrótów, zaktualizowano opis następującego skrótu:
KC^{CO2} – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 wyznaczony jako średnia arytmetyczna z KC^{CO2_D} i KC^{CO2_O}</td></tr>
<tr><td colspan="2">W wykazie skrótów, dodaje się następujące skróty:
KC^{CO2_D} – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla dostawy energii bilansującej na Rynek Bilansujący
KC^{CO2_O} – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla odbioru energii bilansującej z Rynku Bilansującego</td></tr>
<tr><td>2.1.3.16.</td><td>Jednostka Grafikowa uczestnicząca w Rynku Bilansującym w sposób aktywny podlega dysponowaniu przez OSP, w zależności od wartości Znacznika Aktywności (ZAK):
(1) ZAK=1 – w zakresie zmiany wielkości obciążenia oraz zmiany stanu pracy Jednostki Grafikowej, w ramach pełnej mocy dyspozycyjnej Jednostki Grafikowej, w wyniku wykorzystania danych handlowo-technicznych zgłoszonych dla Jednostki Grafikowej.
(2) ZAK=2 – w zakresie zmiany wielkości obciążenia Jednostki Grafikowej, w ramach zaoferowanej mocy dyspozycyjnej Jednostki Grafikowej, w wyniku wykorzystania danych handlowo-technicznych zgłoszonych dla Jednostki Grafikowej.</td></tr>
<tr><td>2.1.3.19.(2.2)</td><td>W skład Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG_{Wa}) wchodzi jedna albo więcej jednostek wytwórczych niebędących Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (nJWCD), przyłączonych do tego samego węzła sieci dystrybucyjnej 110kV objętego obszarem RB albo reprezentowanych w węźle 110kV lub 110kV/SN, o łącznej mocy osiągalnej co najmniej 1 MW brutto.
JG_{Wa} reprezentująca pojedynczą nJWCD uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym ZAK=1 albo ZAK=2.
JG_{Wa} reprezentująca grupę nJWCD uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym ZAK=2.</td></tr>
<tr><td>2.1.3.19.(5.2)</td><td>W skład Jednostki Grafikowej Magazynu aktywnej (JG_{Ma}) wchodzi jedna albo więcej jednostek wytwórczych należących do jednej elektrowni szczytowo-pompowej, niebędących Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (nJWCD) albo magazynów</td></tr>
</table>

	energii elektrycznej innych niż w ppkt (5.1), przyłączonych do tego samego węzła sieci dystrybucyjnej 110kV objętego obszarem RB albo reprezentowanych w węźle 110kV lub 110kV/SN, o łącznej mocy osiągalnej co najmniej 1 MW brutto. JG_{Ma} reprezentująca jedną jednostkę wytwórczą elektrowni szczytowo-pompowej niebędącą JWCD albo jeden magazyn energii elektrycznej przyłączony na napięciu niższym niż 110kV, uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym ZAK=1 albo ZAK=2. JG_{Ma} reprezentująca grupę jednostek wytwórczych elektrowni szczytowo-pompowej albo grupę magazynów energii elektrycznej, uczestniczy w bilansowaniu zasobów KSE w zakresie odpowiadającym ZAK=2.
2.1.3.19.(8.2)	W skład Jednostki Grafikowej Odbiorczej aktywnej (JG_{Oa}) wchodzi jeden albo więcej sterowanych odbiorów energii przyłączonych do tego samego węzła sieci przesyłowej albo węzła sieci dystrybucyjnej 110kV objętego obszarem RB albo reprezentowanych w węźle 110kV lub 110kV/SN, o łącznej mocy przyłączeniowej co najmniej 1 MW.
2.1.3.19.(9.2)	W skład Jednostki Grafikowej Farm Wiatrowych aktywnej (JG_{FWa}) wchodzi jedna albo więcej farm wiatrowych, przyłączonych do tego samego węzła sieci przesyłowej albo węzła sieci dystrybucyjnej 110kV objętego obszarem RB albo reprezentowanych w węźle 110kV lub 110kV/SN, o łącznej mocy osiągalnej co najmniej 1 MW brutto.
2.1.3.19.(10.2)	W skład Jednostki Grafikowej Fotowoltaicznej aktywnej (JG_{PVa}) wchodzi jedno albo więcej źródeł fotowoltaicznych energii elektrycznej, przyłączonych do tego samego węzła sieci przesyłowej albo węzła sieci dystrybucyjnej 110kV objętego obszarem RB albo reprezentowanych w węźle 110kV lub 110kV/SN, o łącznej mocy osiągalnej co najmniej 1 MW brutto.
2.2.1.1.13.(11.1)	W ciągu 50 dni od zakończenia każdego kwartału kalendarzowego przekazuje: (11.1.1) Koszty określone w pkt 4.3.1.3.4.1.7 ppkt (2) i (3). (11.1.2) Koszty określone w 4.3.1.3.4.1.9. (11.1.3) Koszty określone w 4.3.1.7.1.5. (11.1.4) Współczynnik sprawności magazynu energii, o którym mowa w pkt 4.3.1.3.4.2.6. na podstawie wykonania kosztów kwalifikowanych za poprzedni kwartał kalendarzowy.
2.2.1.1.13.(11.2)	Do końca pierwszego kwartału po zakończeniu każdego roku kalendarzowego przekazuje: (11.2.1) Współczynniki przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto, o których mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.8. (11.2.2) Informację o rodzaju i wartości otrzymywanego wsparcia, o którym mowa w pkt 4.3.1.3.4.1.11., a także informację o udziale odnawialnej energii elektrycznej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej lub udziale energii elektrycznej kogeneracyjnej w całości wyprodukowanej energii elektrycznej. na podstawie wykonania kosztów kwalifikowanych za poprzedni rok.

2.2.1.1.15.	URB jest zobowiązany przekazać do OSP na piśmie informację o każdorazowej zmianie, wygaśnięciu lub cofnięciu a także uzyskaniu przez URB koncesji na wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucję lub obrót energią elektryczną, w tym o dacie kiedy to nastąpiło. Informacja ta powinna być doręczona do OSP: (1) w formie pisemnej, podpisana przez osoby upoważnione do reprezentowania URB, pod adres: *PSE S.A.* *Departament Przesyłu* *ul. Warszawska 165* *05-520 Konstancin-Jeziorna* lub (2) w formie elektronicznej, opatrzonej kwalifikowanymi podpisami elektronicznymi osób upoważnionych do reprezentowania URB, pocztą elektroniczną na adres mailowy: *bilansowanie@pse.pl*. Informację elektroniczną uznaje się za doręczoną do OSP w chwili przyjęcia jej przez serwer pocztowy OSP, zgodnie z rejestrem zdarzeń na serwerze pocztowym URB. Informacja powinna być dostarczona niezwłocznie, nie później niż 5 dnia po dacie, w której nastąpiła zmiana, wygaśnięcie, cofnięcie lub uzyskanie wyżej powołanej koncesji. W przypadku zmiany powołanych wyżej danych teleadresowych, do czasu ich aktualizacji poprzez zmianę postanowień Warunków, OSP prześle do URB na piśmie zaktualizowane dane, na które należy przesyłać powołane powyżej informacje.
3.1.2.1.2.11.	Wniosek, o którym mowa w pkt 3.1.2.1.2.10., dotyczący doby handlowej *n*, URB_{GE} przekazuje OSP niezwłocznie, jednak nie później niż do godziny 13.00 doby *n*+1, z wykorzystaniem danych kontaktowych podanych w umowie MNA OA albo Umowie przesyłania w przypadku gdy dany URB_{GE} nie ma zawartej umowy MNA OA. Warunkiem akceptacji wniosku przez OSP jest przekazanie informacji o wystąpieniu opóźnienia w dokonaniu przez URB_{GE} Zgłoszeń USE w ramach RBB, wraz ze stosownym wyjaśnieniem zawierającym wskazanie pierwszej godziny doby handlowej, której dotyczy to opóźnienie, oraz wskazanie adresu ogólnodostępnej strony internetowej, na której została zamieszczona informacja dla uczestników rynku o opóźnieniu w dokonaniu przez URB_{GE} Zgłoszeń USE w ramach RBB.
3.1.2.1.2.15.(3)	Zasady pkt 3.1.4.2.9.(3.1) dotyczące sprawdzenia poprawności podania pierwszej godziny Aktywnego Okresu Zgłoszenia względem czasu dostarczenia Zgłoszenia USE do OSP. Pierwszą godziną Aktywnego Okresu Zgłoszenia dla Zgłoszeń USE dokonanych w trybie awaryjnym otwarcia bramki zgłoszeń w ramach RBB jest godzina doby handlowej wskazana we wniosku, o którym mowa w pkt 3.1.2.1.2.10., jako pierwsza godzina doby handlowej, dla której wystąpiło opóźnienie w dokonaniu przez URB_{GE} Zgłoszeń USE w ramach RBB.
3.1.11.5.(2.1)	Pierwszą godziną Aktywnego Zakresu Zgłoszenia może być godzina doby handlowej nie wcześniejsza niż pierwsza godzina, dla której weryfikowane Zgłoszenie Oferty Redukcji Obciążenia zostało dostarczone do OSP przynajmniej 50 minut przed jej rozpoczęciem (czas dostarczenia Zgłoszenia Oferty Redukcji Obciążenia określa Stempel Czasowy).

4.3.1.3.4.1.5.	Cena rozliczeniowa wymuszonej dostawy energii elektrycznej dla *j*-tej JG$_{Wa}$, JG$_{FWa}$ i JG$_{PVa}$, dla godziny *h* doby handlowej *d* i pasma mocy *p* (*CWD$_{jph}$*) jest określana w zł/MWh w następujący sposób: $$CWD_{jph} = \max\left(0; 1{,}05 \cdot \left(KP_{jh} + PKZ_j\right) \cdot WS_{jp}^{netto} + KC_{jpd}^{CO2_D} - KW_{jh}\right) \quad (4.48)$$ gdzie: KP_{jh} – Koszt paliwa podstawowego dla *j*-tej JG w godzinie *h* doby *d* [zł/GJ]. PKZ_j – Pozostałe koszty zmienne wytwarzania dla *j*-tej JG [zł/GJ]. $KC_{jpd}^{CO2_D}$ – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla dostawy energii bilansującej na RB przez *j*-tą JG w dobie handlowej *d* dla pasma mocy *p* [zł/MWh]. WS_{jp}^{netto} – Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasma mocy *p* i *j*-tej JG [GJ/MWh]. KW_{jh} – Wysokość wsparcia dla *j*-tej JG [zł/MWh]. p – Numer pasma mocy JG, *p*={1, 2, 3, …,10}.
4.3.1.3.4.1.6.	Cena rozliczeniowa wymuszonego odbioru energii elektrycznej dla *j*-tej JG$_{Wa}$, JG$_{FWa}$ i JG$_{PVa}$ dla godziny *h* doby handlowej *d* i pasma mocy *p* (*CWO$_{jph}$*) jest określana w zł/MWh w następujący sposób: $$CWO_{jph} = 0{,}95 \cdot \left(KP_{jh} + PKZ_j\right) \cdot WS_{jp}^{netto} + KC_{jpd}^{CO2_O} - KW_{jh} \quad (4.49)$$ gdzie: KP_{jh} – Koszt paliwa podstawowego dla *j*-tej JG w godzinie *h* doby *d* [zł/GJ]. PKZ_j – Pozostałe koszty zmienne wytwarzania dla *j*-tej JG [zł/GJ]. $KC_{jpd}^{CO2_O}$ – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 dla odbioru energii bilansującej z RB przez *j*-tą JG w dobie handlowej *d* dla pasma mocy *p* [zł/MWh]. WS_{jp}^{netto} – Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasma mocy *p* i *j*-tej JG [GJ/MWh]. KW_{jh} – Wysokość wsparcia dla *j*-tej JG [zł/MWh]. p – Numer pasma mocy JG, *p*={1, 2, 3, …,10}.

4.3.1.3.4.1.8.(4)	Współczynnik potrzeb własnych jednostki wytwórczej W_{pw} wyznaczony jest według następującego wzoru: $$W_{pw} = 100\% - \frac{E^{netto}}{E^{brutto}} \cdot 100\% \quad (4.49d)$$ gdzie: E^{netto} – Energia elektryczna netto jednostki wytwórczej wytworzona w poprzednim roku kalendarzowym [MWh]. E^{brutto} – Energia elektryczna brutto jednostki wytwórczej wytworzona w poprzednim roku kalendarzowym [MWh].
4.3.1.3.4.1.11.(2.1)	Dla jednostek *j* uprawnionych do otrzymywania świadectw pochodzenia, o których mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii, innych niż w ppkt (2.2), koszt JKW_{jh}^{OZE} dla godziny *h* doby *d* jest wyznaczany jako wartość indeksu Praw Majątkowych TGEozea, notowanego na rynku giełdy TGE i określonego podczas ostatniej sesji notowań rozstrzygniętej do godz. 23:59 doby *d*, przy uwzględnieniu, że wartość tego indeksu w przypadku cen: – CWD powiększa się, – CWO pomniejsza się, o koszt zmienny zakupu/zbycia świadectw pochodzenia na TGE, który wynosi 0,38% wartości tego indeksu.
4.3.1.3.4.1.11.(2.2)	Dla jednostek *j* uprawnionych do otrzymywania świadectw pochodzenia, o których mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii, dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego, koszt JKW_{jh}^{OZE} dla godziny *h* doby *d* jest wyznaczany jako wartość indeksu Praw Majątkowych TGEozebio, notowanego na rynku giełdy i określonego podczas ostatniej sesji notowań rozstrzygniętej do godz. 23:59 doby *d*, przy uwzględnieniu, że wartość tego indeksu w przypadku cen: – CWD powiększa się, – CWO pomniejsza się, o koszt zmienny zakupu/zbycia świadectw pochodzenia na TGE, który wynosi 0,38% wartości tego indeksu.
4.3.1.3.4.2.6.	Współczynnik sprawności elektrowni szczytowo-pompowej, magazynu energii jest wyznaczany przez URB zgodnie z następującymi zasadami: $$\eta_j = \frac{E_j^G}{E_j^L} \quad (4.49n)$$ gdzie: η_j – Współczynnik sprawności magazynu energii JG_{Mr} w skład której wchodzi JG_{Ma} *j*. E_j^G – Wolumen energii elektrycznej netto oddanej do sieci, pomniejszony o energię wyprodukowaną z naturalnego dopływu, w poprzednim kwartale przez JG_{Mr} w skład której wchodzi JG_{Ma} *j* [MWh]. E_j^L – Wolumen energii elektrycznej netto pobranej z sieci, pomniejszony o energię zużytą w ramach pracy kompensatorowej, w poprzednim kwartale przez JG_{Mr} w skład której wchodzi JG_{Ma} *j* [MWh].

	Dla pierwszego kwartału pracy elektrowni szczytowo-pompowej, magazynu energii elektrycznej przyjmowane są wartości znamionowe współczynnika sprawności magazynu energii elektrycznej na podstawie dokumentacji projektowej. W przypadku, gdy wykorzystanie elektrowni szczytowo-pompowej, magazynu energii elektrycznej w kwartale *q* jest mniejsza niż 10 pełnych cykli ładowania/ rozładowania, to dla kwartału *q*+1 przyjmuje się wielkość współczynnika sprawności przyjętą dla kwartału *q*.
4.3.1.3.4.3.2.	Jednostkowe koszty uprawnień do emisji CO_2 dla pasma *p j*-tej JG Wytwórczej aktywnej dla doby handlowej *d* są określane dla dostawy ($KC_{jpd}^{CO2_D}$) i odbioru ($KC_{jpd}^{CO2_O}$) energii bilansującej w zł/MWh według następujących wzorów: (1) Dla dostawy energii bilansującej na RB: $$KC_{jpd}^{CO2_D} = (RC_{d+1}^{CO2} + KT^{CO2}) \cdot W_j^{CO2} \cdot WS_{jp}^{netto} \quad (4.50)$$ (2) Dla odbioru energii bilansującej z RB: $$KC_{jpd}^{CO2_O} = (RC_{d+1}^{CO2} - KT^{CO2}) \cdot W_j^{CO2} \cdot WS_{jp}^{netto} \quad (4.50a)$$ gdzie: W_j^{CO2} – Jednostkowy wskaźnik emisyjności paliwa podstawowego w zakresie CO_2 *j*-tej JG Wytwórczej aktywnej [Mg CO_2/GJ]. RC_{d+1}^{CO2} – Rozliczeniowa cena uprawnień do emisji CO_2 w dobie handlowej *d*+1 wyznaczana w sposób określony w pkt 4.3.1.3.4.3.3. [zł/Mg CO_2]. KT^{CO2} – Koszty transakcyjne uprawnień do emisji CO_2 (zł/Mg CO_2), odpowiadają kosztom zmiennym bezpośrednio związanym z dokonaną transakcją zakupu/sprzedaży uprawnień do emisji CO_2 na giełdzie, w związku z dostawą lub odbiorem energii bilansującej wymuszonej na RB. Koszty te na 2021 rok wynoszą 1,00 zł/Mg CO_2. Koszty transakcyjne, począwszy od 2022 roku będą podlegać indeksacji prognozowanym średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych uznanym przez Prezesa URE za uzasadniony w ramach zatwierdzonej Taryfy OSP dla danego roku kalendarzowego. OSP dla 2022 roku i kolejnych lat, niezwłocznie po zatwierdzeniu Taryfy OSP dla danego roku, publikuje na swojej stronie internetowej dla tego roku: (i) prognozowany średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług oraz (ii) koszty transakcyjne uprawnień do emisji CO_2. WS_{jp}^{netto} – Współczynnik przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto dla pasma mocy *p j*-tej JG [GJ/MWh].

4.3.1.3.4.6.3.

Cena CEW w godzinie *h* danego URB_W:

(1) Dla dostawy energii elektrycznej na RB z JG_{Wa} – jest równa średniej ważonej z cen za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej pomniejszonej o jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 poszczególnych JG_{Wa} z ZAK=1 wchodzących w skład JG_{Wr} tego URB_W, pokrywających ograniczenia elektrowniane w tej godzinie w ilości oraz w sposób określony w pkt 4.3.1.3.2.

$$CEW_h = \frac{\sum_{j \in Jw} \sum_{p \in P_{wp}} \left(CW_{jph} - KC_{jpd}^{CO2}\right) \cdot EOE_{jph}}{\sum_{j \in J} EOE_{jh}} \quad (4.64)$$

(2) Dla dostaw i odbioru energii elektrycznej na RB z JG_{Ma} – jest równa średniej ważonej z cen za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej poszczególnych JG_{Ma} z ZAK=1 wchodzących w skład JG_{Mr} tego URB_W, pokrywających ograniczenia elektrowniane w tej godzinie w ilości oraz w sposób określony w pkt 4.3.1.3.2.

$$CEW_h = \frac{\sum_{j \in Jm} \sum_{p \in P_{wp}} CW_{jph} \cdot EOE_{jph}}{\sum_{j \in J} EOE_{jh}} \quad (4.64a)$$

gdzie:

CW_{jph} – Cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej *j*-tej JG, wyznaczana zgodnie ze wzorem:

$$CW_{jph} = \frac{CWD_{jph} + CWO_{jph}}{2}$$

KC_{jpd}^{CO2} – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 wyznaczony jako średnia arytmetyczna z $KC_{jpd}^{CO2_D}$ i $KC_{jpd}^{CO2_O}$, dla *j*-tej JG dla doby handlowej *d* dla pasma ofertowego mocy *p*.

EOE_{jph} – Ilości energii elektrycznej wymaganej do spełnienia ograniczeń elektrownianych *j*-tej JG w godzinie *h* odpowiadające pasmu mocy *p* współczynnika przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto.

EOE_{jh} – Ilości energii elektrycznej wymaganej do spełnienia ograniczeń elektrownianych *j*-tej JG w godzinie *h*.

J_w – Zbiór JG_{Wa} z ZAK=1 składających się na daną JG_{Wr}.

J_m – Zbiór JG_{Ma} z ZAK=1 składających się na daną JG_{Mr}.

P_{wp} – Zbiór pasm mocy JG. Pasmo mocy $p \in P_{wp}$ odpowiada przedziałowi mocy JG ze stałą wartością współczynnika przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto.

przy czym jeżeli dla danego URB_W i danej godziny EOE jest równa zero dla wszystkich JG_{Wa} i JG_{Ma} składających się odpowiednio na JG_{Wr} i JG_{Mr} tego URB_W, to wartość ceny CEW jest równa zero.

4.3.1.3.7.3.1.(2)	Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych z ZAK=1, które w danej godzinie były uruchamiane, należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG jest równa iloczynowi ceny za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej tej JG w godzinie *h* (CW_{jph}) oraz ilości energii ΔESR_{jh} z uwzględnieniem podziału na pasma mocy *p*. Należność NSR_{jh} dla *j*-tej JG za energię ΔESR_{jh} dostarczoną w godzinie *h* jest wyznaczana według następującego wzoru: $$NSR_{jh} = \sum_{p \in Pwp} CW_{jph} \cdot \Delta ESR_{jph} \quad (4.83)$$ gdzie: CW_{jph} – Cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej *j*-tej JG, wyznaczona zgodnie ze wzorem: $$CW_{jph} = \frac{CWD_{jph} + CWO_{jph}}{2}$$ ΔESR_{jph} – Ilość energii ΔESR_{jh} z uwzględnieniem podziału na pasma mocy *p*: $$\Delta ESR_{jh} = \sum_{p \in Pwp} \Delta ESR_{jph}$$ P_{wp} – Zbiór pasm mocy JG. Pasmo mocy $p \in P_{wp}$ odpowiada przedziałowi mocy JG ze stałą wartością współczynnika przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto. W rozliczeniach energii tych uruchomień, które nie zostały rozliczone w ramach rozliczenia kosztów uruchomień JG_{Wa}, w wyniku zastosowania zasad określonych w pkt 4.3.1.7., cenę CW_{jph} zmniejsza się o jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 (KC_{jpd}^{CO2}), wyznaczony dla *j-tej* JG_{Wa} i doby, której dotyczy rozliczenie. KC_{jpd}^{CO2} jest wyznaczany jako średnia arytmetyczna z $KC_{jpd}^{CO2_D}$ i $KC_{jpd}^{CO2_O}$, wyznaczonych zgodnie z zasadami określonymi w pkt 4.3.1.3.4.3.
4.3.2.1.3.(1)	Cena za udział w regulacji *j*-tej JG: (1.1) C_{jh}^{REG} – cena za udział w regulacji [zł/MWh] *j*-tej JG w godzinie *h*, wyznaczona według wzoru: $$C_{jh}^{REG} = 0{,}05 \cdot CW_{jh}^{S} \quad (4.116)$$ gdzie: CW_{jh}^{S} – Średnia ważona cena za wytwarzanie wymuszone energii elektrycznej *j*-tej JG w godzinie *h* doby handlowej *d* nieuwzględniająca kosztów uprawnień do emisji CO_2 (KC^{CO2}), wyznaczona w następujący sposób: $$CW_{jh}^{S} = \frac{\sum_{p \in P_{wp}} \left(0{,}5 \cdot \left(CWD_{jph} + CWO_{jph}\right) - KC_{jpd}^{CO2}\right) \cdot \Delta P_{jp}}{\sum_{p \in P_{wp}} \Delta P_{jp}}$$

	CWD_{jph} – Cena rozliczeniowa wymuszonej dostawy energii elektrycznej *j*-tej JG dla godziny *h* i pasma mocy *p* JG. CWO_{jph} – Cena rozliczeniowa wymuszonego odbioru energii elektrycznej *j*-tej JG dla godziny *h* i pasma mocy *p* JG. KC_{jpd}^{CO2} – Jednostkowy koszt uprawnień do emisji CO_2 wyznaczony jako średnia arytmetyczna z $KC_{jpd}^{CO2_D}$ i $KC_{jpd}^{CO2_O}$, w dobie handlowej *d* dla *j*-tej JG i pasma mocy *p* tej JG. ΔP_{jp} – Wolumen pasma mocy *p j*-tej JG P_{wp} – Zbiór pasm mocy *j*-tej JG. Pasmo mocy $p \in P_{wp}$ odpowiada przedziałowi mocy JG_{Wa} ze stałą wartością współczynnika przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną netto. LP_j – Liczba pasm *p j*-tej JG.
5.5. Zakres informacji o rynku energii elektrycznej publikowanych przez OSP	
5.5.1.	Informacje o rynku energii elektrycznej publikowane na stronie internetowej OSP zawierają: (1) Specyfikację węzłów sieci dla potrzeb grupowania jednostek wytwórczych, magazynów energii oraz sterowanych odbiorów energii w Jednostkach Grafikowych aktywnie uczestniczących w Rynku Bilansującym. (2) Informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego.
5.5.2.	Informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego publikowane w dobie *n*-1 dla każdej godziny doby handlowej *n* zawierają: (1) Ceny rozliczeniowe odchylenia wyznaczone dla zapotrzebowania wyższego o 5% i niższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE wyznaczonym w dobie *n*-1 w ramach tworzenia pierwszej wersji planu BPKD (CRO^+, CRO^-).
5.5.3.	Informacje o funkcjonowaniu Rynku Bilansującego publikowane w dobie *n*+1 dla każdej godziny doby handlowej *n* zawierają: (1) Podstawowe wskaźniki dotyczące ilości energii bilansującej: (1.1) Ilość energii bilansującej planowanej swobodnej dostarczonej i odebranej, rozliczonej na Rynku Bilansującym. (1.2) Ilość energii bilansującej planowanej wymuszonej dostarczonej i odebranej, rozliczonej na Rynku Bilansującym. (1.3) Ilość energii bilansującej nieplanowanej dostarczonej i odebranej, rozliczonej na Rynku Bilansującym. (1.4) Ilość energii elektrycznej realokacji USE na JG Wytwórczych aktywnych na Rynku Bilansującym. (1.5) Zapotrzebowanie na energię w obszarze Rynku Bilansującego (ZRB) w planie BPKD swobodnie zbilansowanym (BPKD/BO). (1.6) Stan zakontraktowania KSE w planie BPKD/BO. (2) Podstawowe wskaźniki cenowe i kosztowe funkcjonowania Rynku Bilansującego:

	(2.1) Oferty bilansujące i oferty redukcji obciążenia, w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, przyjęte na RBN, dla JG Wytwórczych aktywnych, JG Magazynu aktywnych, JG Farm Wiatrowych aktywnych, JG Fotowoltaicznych aktywnych oraz JG Odbiorczych aktywnych (wykaz anonimowy wszystkich pasm ofertowych – bez określenia identyfikatorów JG, w podziale na rodzaj paliwa podstawowego w przypadku jednostek wytwórczych). (2.2) Oferty bilansujące i oferty redukcji obciążenia, w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, przyjęte jako ostatnie w ramach RBN i RBB, dla JG Wytwórczych aktywnych, JG Magazynu aktywnych, JG Farm Wiatrowych aktywnych, JG Fotowoltaicznych aktywnych oraz JG Odbiorczych aktywnych (wykaz anonimowy wszystkich pasm ofertowych – bez określenia identyfikatorów JG, w podziale na rodzaj paliwa podstawowego w przypadku jednostek wytwórczych). (2.3) Oferty bilansujące i oferty redukcji obciążenia, w zakresie oferowanych cen oraz ilości energii, wykorzystane przy tworzeniu planu BPKD swobodnie zbilansowanego (BPKD/BO, wykaz anonimowy wszystkich pasm ofertowych – bez określenia identyfikatorów JG, w podziale na rodzaj paliwa podstawowego w przypadku jednostek wytwórczych). (2.4) Średnie ważone ceny rozliczonej energii bilansującej planowanej wymuszonej dostarczonej i odebranej. (2.5) Cena rozliczeniowa odchylenia (CRO). (2.6) Ceny rozliczeniowe odchylenia sprzedaży i zakupu (CRO_S, CRO_Z). (2.7) Całkowity koszt pokrycia zapotrzebowania na Rynku Bilansującym (KCZ). (2.8) Koszt bilansowania na Rynku Bilansującym (KB). (2.9) Koszt usuwania ograniczeń na Rynku Bilansującym (KO). (2.10) Dodatkowe koszty wytwarzania energii wynikające z realokacji USE na JG Wytwórczych aktywnych na Rynku Bilansującym.
Załącznik nr 2 A.1.1.	W Rynku Bilansującym aktywnie mogą uczestniczyć: a. MWE o mocy osiągalnej nie mniejszej niż 1 MW (synchroniczne MWE lub PPM); b. Agregaty MWE w ramach tej samej technologii wytwarzania o sumarycznej mocy osiągalnej nie mniejszej niż 1 MW; c. Magazyny o mocy osiągalnej nie mniejszej niż 1 MW, które nie są zakwalifikowane jako MWE; d. Agregaty magazynów o sumarycznej mocy osiągalnej nie mniejszej niż 1 MW, które nie są zakwalifikowane jako MWE.
Załącznik nr 2 A.1.3.	Jednostka Grafikowa składająca się z MWE typu PPM (JG_{FWa} lub JG_{PVa}) w ramach aktywnego udziału w Rynku Bilansującym musi zapewnić na poziomie lokalnego systemu nadrzędnego (SCADA PPM) estymator obciążenia maksymalnego.

Załącznik nr 2 A.5.	Przepisy przejściowe.		
A.5.1.	MWE i MEE, które przed wejściem w życie niniejszej procedury uczestniczą aktywnie w Rynku Bilansującym, są zwolnione z obowiązku zgłoszenia do nadania statusu aktywnego udziału w Rynku Bilansującym, w przypadku gdy ich aktywny udział w Rynku bilansującym jest kontynuowany po wejściu w życie niniejszej procedury.		
A.5.2.	MWE elektrowni szczytowo-pompowych, które przed wejściem w życie niniejszej procedury uczestniczą aktywnie w Rynku Bilansującym są zwolnione, w okresie do 31.12.2021 roku, z obowiązku posiadania LFC, o którym mowa w pkt A.1.2.		
Załącznik nr 2 D.1.1.	W Rynku Bilansującym aktywnie mogą uczestniczyć: a. Sterowane Odbiory (SO) o mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 1 MW; b. Agregaty SO o sumarycznej mocy przyłączeniowej nie mniejszej niż 1 MW.		
Załącznik nr 3 5.5.	Punkt WDB	POB	DUB
	5.5.1.	✓	✓
	5.5.2.	✓	✓
	5.5.3.	✓	✓

Dodano punkt 4.3.1.3.4.4.13. w wyniku zgłoszonych uwag:

4.3.1.3.4.4.13.	Dla celów informacyjnych na etapie ustalania planu pracy KSE w dobie *n*-1 są wyznaczane ceny rozliczeniowe odchylenia dla dwóch wielkości zapotrzebowania KSE: (1) Wyższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE – cena CRO^{+}. (2) Niższego o 5% od przyjętego w planie pracy KSE – cena CRO^{-}. Ceny wymienione w ppkt (1) i (2) są wyznaczane według zasad określonych w pkt od 4.3.1.3.4.4.1. do 4.3.1.3.4.4.6., na podstawie danych dostępnych podczas ustalania planu pracy KSE w dobie *n*-1.

Zmodyfikowano brzmienie punktu 3.1.5.7.1. poprzez modyfikację brzmienia ppkt (8) oraz dodanie ppkt (9) i (10) w wyniku autokorekty w związku z uszczegółowieniem zasad dotyczących relacji między cenami pasm ofertowych:

3.1.5.7.1.(8)	Ceny ofertowe dla poszczególnych pasm *k* (OFC_{jhk}): (8.1) Muszą być podawane w zł/MWh, z dokładnością do 1 grosza/MWh. (8.2) Muszą być rosnące w kolejnych pasmach generacji: $OFC_{jhk} > OFC_{jhk-1}$, dla ($k \in KG$ i $k > 1$). (8.3) Muszą być malejące w kolejnych pasmach ładowania: $OFC_{jhk} < OFC_{jhk-1}$, dla ($k \in KL$ i $k > 1$). (8.4) Nie mogą być mniejsze od -50 000 zł/MWh ($OFC_{jhk} \geq$ -50 000 zł/MWh). (8.5) Nie mogą być większe od 50 000 zł/MWh ($OFC_{jhk} \leq$ 50 000 zł/MWh). (8.6) Nie mogą być równe 0 zł/MWh ($OFC_{jhk} \neq$ 0 zł/MWh).
3.1.5.7.1.(9)	Dla JG_{Ma} z ZAK=1 cena pierwszego pasma generacji musi być większa od ceny pierwszego pasma ładowania.
3.1.5.7.1.(10)	Dla JG_{Ma} z ZAK=2: (10.1) Nie są określane ceny ofertowe dla pierwszego pasma ($k=1$) generacji i ładowania. (10.2) Jeżeli oferta bilansująca zawiera co najmniej dwa pasma generacji i dwa pasma ładowania, to cena drugiego pasma generacji musi być większa od ceny drugiego pasma ładowania.

Zmodyfikowano brzmienie punktu A.1.2. Załącznika nr 2 w wyniku autokorekty w celu zachowania spójności między postanowieniami WDB dotyczącymi PWDP a dokumentem *„Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE”,* który kompleksowo określa wymianę danych przez PWDP:

Załącznik nr 2 A.1.2.	Warunkiem koniecznym do aktywnego udziału w Rynku Bilansującym Jednostki Grafikowej jest zdolność do otrzymywania obciążenia bazowego BPP lub poleceń redukcji względem estymowanej ilości dostaw PPM i ich realizacji, zgłaszania dyspozycyjności oraz odwzorowanie w systemie SCADA OSP. W celu aktywnego udziału Jednostki Grafikowej w Rynku Bilansującym niezbędne jest posiadanie systemów sterowania i wymiany informacji ruchowej z OSP: a. LFC; b. SOWE; c. PWDP.