

Raport OSP z konsultacji dotyczących aktualizacji IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi

Zestawienie uwag zgłoszonych przez użytkowników systemu do projektu
Karty Aktualizacji nr B/3/2007
Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
– Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi
oraz sposób ich uwzględnienia przez OSP

Warszawa, 6 czerwca 2007 r.

Spis treści:

1.	LISTA DZIAŁAŃ Z PROCESU KONSULTACJI.....	3
2.	LISTA PODMIOTÓW, KTÓRE ZGŁOSIŁY UWAGI W PROCESIE KONSULTACJI.....	4
3.	ZESTAWIENIE UWAG UŻYTKOWNIKÓW SYSTEMU I SPOSÓB ICH UWZGLĘDNIENIA... 	5
3.1.	UWAGI OGÓLNE	5
3.2.	UWAGI SZCZEGÓŁOWE	18
4.	SPECYFIKACJA ZMIAN DO PROJEKTU KARTY AKTUALIZACJI NR B/3/2007 IRIESP – BILANSOWANIE SYSTEMU I ZARZĄDZANIE OGRANICZENIAMI SYSTEMOWYMI	50

1. Lista działań z procesu konsultacji

Działania operatora systemu przesyłowego w ramach procesu konsultacji Karty Aktualizacji nr B/3/2007 Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi z użytkownikami systemu przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Działania OSP z procesu konsultacji.

Lp.	Data	Opis działań
1.	16.05.2007.	Komunikat OSP dotyczący opublikowania projektu Karty Aktualizacji nr B/3/2007 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, opracowanego przez PSE-Operator S.A.
2.	16.05.2007.	Opublikowanie projektu Karty Aktualizacji nr B/3/2007 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, na stronie internetowej PSE-Operator wraz z informacją o możliwości zgłaszania uwag.
3.	16.05.2007. ÷ 30.05.2007.	Zbieranie uwag od użytkowników systemu dotyczących projektu Karty Aktualizacji nr B/3/2007 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
4.	23.05.2007.	Spotkanie konsultacyjne z użytkownikami systemu dotyczące projektu Karty Aktualizacji nr B/3/2007 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
5.	23.05.2007. ÷ 6.06.2007.	Analiza uwag zgłoszonych przez użytkowników systemu pod kątem ich uwzględnienia w Karcie Aktualizacji nr B/3/2007 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
6.	6.06.2007.	Opracowanie Karty Aktualizacji nr B/3/2007 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi oraz raportu z konsultacji.
7.	8.06.2007.	Przedłożenie Karty Aktualizacji nr B/3/2007 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, Prezesowi URE do zatwierdzenia wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia.

2. Lista podmiotów, które zgłosiły uwagi w procesie konsultacji

Lp.	Podmiot	Komentarz
1.	PSE-Electra S.A.	
2.	ENION S.A.	
3.	Zakład Energetyczny Łódź – Teren S.A.	
4.	Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie (TGPE)	
5.	Towarzystwo Obrotu Energią (TOE)	Zgłoszone uwagi stanowią zestawienie uwag nadesłanych do TOE przez spółki obrotu – uczestników rynku energii elektrycznej do dnia 29 maja 2007 r., przy czym nie wyklucza to indywidualnego przekazania uwag przez część spółek obrotu.
6.	EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	
7.	Towarowa Giełda Energii SA	
8.	Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE)	
9.	Zamojska Korporacja Energetyczna SA	

3. Zestawienie uwag użytkowników systemu i sposób ich uwzględnienia

3.1. Uwagi ogólne

Lp.	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
1.	<p>Jak nam wyjaśniono na spotkaniu konsultacyjnym w dniu 23.05 br., URB_{SD} nie może być bilansowany handlowo przez inny podmiot (inny URB) odpowiedzialny za bilansowanie handlowe. Oznacza to, że nie może wejść do grupy bilansującej innego URB. W przypadku grupy bilansującej tworzonej w PGE, PSE-ELECTRA nie będzie mogła włączyć jednostek grafikowych obrotu ($JG_O - URB_{SD}$) spółek dystrybucyjnych do swojej grupy. Prosimy o uzasadnienie tego ograniczenia, które naszym zdaniem jest zbędne.</p>	<p><i>PSE-Electra S.A.</i></p>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Grupowanie użytkowników systemu dla potrzeb bilansowania handlowego na Rynku Bilansującym (RB) odbywa się na dwóch poziomach: (i) sieci dystrybucyjnej, w przypadku odbiorców i wytwórców przyłączonych do sieci nie objętej podstawowym obszarem RB, oraz (ii) sieci przesyłowej, w przypadku odbiorców przyłączonych do sieci objętej podstawowym obszarem RB. Mechanizm grupowania jest więc stosowany w obszarze sieci, do której jest przyłączony dany użytkownik systemu. Oznacza to, że Uczestnicy Rynku Detalicznego (URD) typu odbiorcy i wytwórcy mogą być grupowani w obszarze działania „ryнку detalicznego” (grupowaniem administruje Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD)) a Uczestnicy Rynku Bilansującego typu odbiorcy końcowi (URB_{OK}) przyłączeni do podstawowego obszaru RB mogą być grupowani w obszarze działania rynku hurtowego (grupowaniem administruje Operator Systemu Przesyłowego (OSP)).</p> <p>Powyższa konstrukcja mechanizmu grupowego</p>

Lp.	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			<p>bilansowania zapewnia realizację wszystkich wymaganych celów, w szczególności umożliwia grupowanie odbiorców energii, oraz pozwala na efektywne administrowanie infrastrukturą rynkową.</p> <p>Odnosząc się do pytania zawartego w uwadze należy wskazać, że URD reprezentowani w Jednostce Grafikowej Odbiorczej (JGO) należącej do Uczestnika Rynku Bilansującego typu Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) mogą być bilansowani handlowo na RB przez innego Uczestnika Rynku Bilansującego (URB), poprzez włączenie tych URD do odpowiednich MB_O lub MB_W tego URB. Powyższe jest realizowane przez OSD i wynika z wyboru sprzedawcy przez odbiorców oraz podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie przez wytwórców.</p>
2.	<p>Karta aktualizacji nr B/3/2007; przyczyna zmian - akapit drugi.</p> <p>Prosimy o poprawienie oczywistego błędu i zastąpienie wyrażenia „na pokrywanie strat przesyłowych” wyrażeniem „na pokrywanie różnicy bilansowej i potrzeb własnych”.</p> <p><u>Uzasadnienie</u></p> <p>W sieci dystrybucyjnej nie ma strat przesyłowych lecz różnica bilansowa, która jest sumą strat technicznych i handlowych. Dodatkowo OSD, aby mógł realizować zadania określone w art. 9c ust. 3 musi zakupić energię elektryczną na pokrycie potrzeb własnych.</p>	<i>ENION S.A.</i>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Sformułowanie:</p> <p><i>„Wydzielenie podmiotu pełniącego funkcje OSD wymaga dokonania stosownych ustaleń dotyczących jego uczestnictwa w procesach bilansowania handlowego na RB. Odnosi się to zarówno do udziału OSD w administrowaniu RB, jak i udziału OSD w tym segmencie rynku jako jego uczestnika, w związku z bilansowaniem zakupów energii na pokrywanie strat przesyłowych.”</i></p> <p>użyte w ramach opisu przyczyny zmian wprowadzanych Kartą Aktualizacji nr B/3/2007 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie</p>

Lp.	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			ograniczeniami systemowymi (Kartą Aktualizacji IRiESP), zostanie zmodyfikowane stosownie do zadań wynikających z art. 9c. ust. 3. ustawy Prawo energetyczne. Zwrot „na pokrywanie strat przesyłowych” zostanie zastąpiony zwrotem „na pokrywanie strat w sieci dystrybucyjnej oraz zakupów energii na potrzeby własne stacji w sieci dystrybucyjnej”.
3.	Karta aktualizacji nr B/3/2007; przyczyna zmian - akapit drugi - wnosimy o poprawienie oczywistego błędu i zastąpienie wyrażenia „na pokrywanie strat przesyłowych” wyrażeniem „na pokrywanie różnicy bilansowej i potrzeb własnych OSD”. W sieci dystrybucyjnej nie ma strat przesyłowych lecz różnica bilansowa, która jest sumą strat technicznych i handlowych. Dodatkowo OSD, aby mógł realizować zadania określone w art. 9c ust. 3 musi zakupić energię elektryczną na pokrycie potrzeb własnych – uwaga ta dotyczy również całej karty aktualizacji gdzie stosowane jest takie pojęcie.	PTPIREE	<u>Wyjaśnienie</u> Odpowiedź jak do uwagi ogólnej nr 2.
4.	<p>Proponowana aktualizacja IRiESP - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi nie zawiera zobowiązania OSP do przekazywania poprzez System Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE) do LSPR danych pomiarowych z Fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (FMB) jednostek wytwórczych przyłączonych do rozdzielni 110 kV w stacjach NN/110 kV.</p> <p><u>Uzasadnienie</u></p> <p>Dane z tych FMB OSP przekazuje wyłącznie w Raportach Hierarchicznych Energii Rzeczywistej (RHER) w dobie „n+1” po godzinie 16:00 w trybie wstępnym i w trybie podstawowym w dobie „n+4”, podczas gdy wytwórcom te same dane przekazywane są w trybie wstępnym w dobie „n+1” w godz. od 8:00 do 12:00. Taki tryb przekazywania danych pomiarowych utrudnia OSD planowanie zapotrzebowania na energię i jest niezgodny z pkt 5.2.6. IRiESP - „Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi” oraz stanowi naruszenie zasady równoprawnego traktowania wszystkich użytkowników systemu elektroenergetycznego, określonej w art. 4 ust. 2</p>	ENION S.A.	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Procedury udostępniania: danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych w postaci Raportów Hierarchicznych Energii Rzeczywistej (RHER) zostały opisane w punkcie 5.2.6. Żaden z uczestników rynku nie otrzymuje danych pomiarowo-rozliczeniowych dla fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego reprezentujących dostawy energii realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej, nie objętej obszarem RB (FDMB).</p> <p><u>Wyjaśnienie dodatkowe</u></p> <p>Dane, o których mowa w uwadze są przekazywane do Lokalnych Systemów Pomiarowo Rozliczeniowych (LSPR)</p>

Lp.	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	Ustawy Prawo energetyczne.		odpowiednich URB, poprzez ich Operatorów Pomiarów (OP), dla poszczególnych fizycznych punktów pomiarowych (FPP) w postaci dokumentów DGPPO, niezależnie od typu URB. Do URB mogą być przekazywane dane dla tych FPP, które są wykorzystywane do wyznaczenia rzeczywistej ilości dostaw energii elektrycznej (ER) dla Jednostek Grafikowych (JG) tych URB.
5.	Karta Aktualizacji IRiESP-Bilansowanie nie zawiera zobowiązania OSP do przekazywania poprzez System Wymiany Informacji Rynku Energii (WIRE) do LSPR danych pomiarowych z Fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (FMB) jednostek wytwórczych przyłączonych do rozdzielni 110 kV w stacjach NN/110 kV. Dane z tych FMB OSP przekazuje wyłącznie w Raportach Hierarchicznych Energii Rzeczywistej (RHER) w dobie w dobie „n+1” po godzinie 16:00 w trybie wstępnym i w trybie podstawowym w dobie „n+4”, podczas gdy wytwórcom te same dane przekazywane są w trybie wstępnym w dobie „n+1” w godz. od 8:00 do 12:00. Taki tryb przekazywania danych pomiarowych utrudnia OSD planowanie zapotrzebowania na energię i jest niezgodny z pkt 5.2.6. IRiESP-Bilansowanie.	<i>PTPiREE</i>	<u>Wyjaśnienie</u> Odpowiedź jak do uwagi ogólnej nr 4.
6.	Wnioskujemy o obniżenie wartości dodatkowego składnika ceny CRO_S tj. składnika ΔK^+ . W naszej ocenie dążenie do zapewnienia możliwie najlepszego odzwierciedlenia w ramach ceny CW^{MAX} bieżących warunków na rynku energii elektrycznej (poprzez zastosowanie do wyznaczania ceny maksymalnej wytwarzania wymuszonego, określanej i publikowanej przez Prezesa URE, na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 16 ustawy Prawo energetyczne, ceny wskaźnikowej istotnej dla procesu kształtowania taryf, określonej jako przewidywana na dany rok kalendarzowy średnia cena sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców systemowych w kontraktach dwustronnych), które zostało wprowadzone kartą aktualizacji nr B/1/2006 powoduje, iż niższy od obecnego poziom w/w składnika jest wystarczającym bodźcem ekonomicznym zachęcającym URB do bilansowania się w konkurencyjnych	<i>TOE</i>	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> Zawarte w uwadze zagadnienie nie jest przedmiotem Karty Aktualizacji IRiESP. <u>Wyjaśnienie dodatkowe</u> Przy wprowadzaniu nowych zasad wyznaczania ceny maksymalnej wytwarzania wymuszonego (CW^{MAX}) wartość parametru ΔK^+ nie została zmieniona, co stworzyło uczestnikom rynku relatywnie lepsze warunki zakupu energii niezbilansowania z RB, ponieważ wartość parametru ΔK^+ jest relatywnie niższa w stosunku

Lp.	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>segmentach rynku energii elektrycznej.</p> <p>W naszej ocenie „zadaniem” składnika ΔK^+ nie jest generowanie nadmiernych kosztów pośród uczestników rynku a jedynie stymulowanie zachowań dążenia do zbilansowania w kontraktach bilateralnych. Przy obecnych uwarunkowaniach wartość składnika ΔK^+ na poziomie kilku złotych w naszej ocenie spełni z powodzeniem jego rolę.</p> <p>Powyższa propozycja będzie nabierała szczególnego znaczenia dla rozwijającego się rynku energii, w odniesieniu do przewidywanego rozliczania części odbiorców na podstawie standardowych profili zużycia, których efektem będzie zwiększenie niezbilansowania się podmiotów – URB, z uwagi na znaczące utrudnienie prognozowania w oparciu o profilowy system rozliczeń (z uwagi na jego uśredniony – statystyczny charakter, dodatkowo połączony z niską częstotliwością odczytów klientów detalicznych co w efekcie powoduje brak bieżącej historii sprzedaży przy korygowaniu pozycji kontraktowej przez sprzedawców). Należy nadmienić, iż brak zmian w zakresie cenotwórstwa na rynku bilansującym z w/w powodów skutkować będzie zapewne wzrostem cen dla odbiorców końcowych, którym to koszty niezbilansowania, sprzedawcy zmuszeni będą przenosić w cenie energii elektrycznej.</p>		<p>do nowej wartości ceny CW^{MAX}.</p> <p>OSP prowadzi analizy w zakresie wartości składników ΔK. W przypadku uzasadniającym zmianę ich wartości OSP wystąpi ze stosownym wnioskiem do Prezesa URE. W ramach prowadzonych analiz zostanie wzięte pod uwagę, wskazane w uwadze, pełne otwarcie rynku.</p>
7.	<p>Wnioskujemy o obniżenie wartości dodatkowego składnika ceny CRO_s tj. składnika ΔK^+. W naszej ocenie dążenie do zapewnienia możliwie najlepszego odzwierciedlenia w ramach ceny CW^{MAX} bieżących warunków na rynku energii elektrycznej (poprzez zastosowanie do wyznaczania ceny maksymalnej wytwarzania wymuszonego, określanej i publikowanej przez Prezesa URE, na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 16 ustawy Prawo energetyczne, ceny wskaźnikowej istotnej dla procesu kształtowania taryf, określonej jako przewidywana na dany rok kalendarzowy średnia cena sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców systemowych w kontraktach dwustronnych), które zostało wprowadzone kartą aktualizacji nr B/1/2006 powoduje, iż niższy od obecnego poziom w/w składnika jest wystarczającym bodźcem ekonomicznym zachęcającym URB do bilansowania się w konkurencyjnych segmentach rynku energii elektrycznej.</p> <p>Stąd oceniamy, że „zadaniem” składnika ΔK^+ nie jest generowanie</p>	PTPiREE	<p><u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u></p> <p>Odpowiedź jak do uwagi ogólnej nr 6.</p>

Lp.	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>nadmiernych kosztów pośród uczestników rynku, a jedynie stymulowanie zachowań dążenia do zbilansowania w kontraktach bilateralnych. Przy obecnych uwarunkowaniach, wartość składnika ΔK^+ na poziomie kilku złotych, spełni z powodzeniem jego rolę.</p> <p>Powyższa propozycja będzie nabierała szczególnego znaczenia dla rozwijającego się rynku energii, w odniesieniu do przewidywanego rozliczania części odbiorców na podstawie standardowych profili zużycia, których efektem będzie zwiększenie niezbilansowania się podmiotów – URB, z uwagi na znaczące utrudnienie prognozowania w oparciu o profilowy system rozliczeń (z uwagi na jego uśredniony – statystyczny charakter, dodatkowo połączony z niską częstotliwością odczytów klientów detalicznych, co w efekcie powoduje brak bieżącej historii sprzedaży przy korygowaniu pozycji kontraktowej przez sprzedawców). Należy nadmienić, iż brak zmian w zakresie cenotwórstwa na rynku bilansującym z w/w powodów skutkować będzie zapewne wzrostem cen dla odbiorców końcowych, którym to koszty niezbilansowania, sprzedawcy zmuszeni będą przenosić w cenie energii elektrycznej.</p>		
8.	<p>W Karcie Aktualizacji IRiESP nie przewidziano wdrożenia Rynku Dnia Bieżącego (z ang.: Intra Day Market), który jest nie tylko istotny z punktu widzenia rynku i może wpłynąć korzystnie na jego rozwój, ale jest również wymagany postanowieniami decyzji Komisji Wspólnot Europejskich z dnia 9 listopada 2006 r. zmieniającej Załącznik do rozporządzenia (WE) nr 1228/2003 w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej, która to decyzja znalazła swoje odzwierciedlenie w dokumencie „ERGEG Guidelines of Good Practice for Electricity Balancing Markets Integration (GGP-EBMI)” organizacji European Regulators' Group for Electricity and Gas, gdzie zaleca się wdrożenie tego rozwiązania do 1 stycznia 2008 roku.</p> <p>Proponujemy zatem uzupełnienie IRiESP o zapisy wprowadzające niniejsze rozwiązanie. Dodatkowo pragniemy nadmienić, że w tej sprawie ze strony TOE została także wysłana w dniu 7 maja 2007 r. odrębna korespondencja (nasz znal TOE 164/07/FL/GG), na którą do tej pory nie uzyskaliśmy oficjalnej odpowiedzi.</p>	TOE	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zawarte w uwadze zagadnienie nie jest przedmiotem Karty Aktualizacji IRiESP.</p> <p><u>Wyjaśnienie dodatkowe</u></p> <p>OSP prowadzi prace nad rozwojem modelu rynku bilansującego. Prace te dotyczą w szczególności rynku dnia bieżącego. Należy przy tym wskazać, że OSP już wcześniej proponował kompleksowe rozwiązania w tym zakresie, jednak w toku konsultacji nie został uzyskany kompromis, pozwalający na ich wdrożenie. W związku z tym, w ramach działań doraźnych, zostały wprowadzone rozwiązania zawierające elementy rynku dnia bieżącego, takie jak możliwość grupowego bilansowania</p>

Lp.	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>Powyższa propozycja jest szczególnie istotna w odniesieniu do rozwoju hurtowego rynku energii, a także ujednoczenia warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej w Państwach członkowskich UE.</p>		<p>odbiorców i wytwórców z obszarów sieci dystrybucyjnej oraz łącznego rozliczania Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD), w tym rozliczania energii awarii. Prowadzone aktualnie prace skupiają się na umożliwieniu dokonywania zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii (USE) pomiędzy URB w trybie rynku dnia bieżącego. Trudność w przygotowaniu rozwiązań w tym zakresie wynika przede wszystkim z konieczności uzyskania zgodności zmian pozycji kontraktowych wytwórców z wymaganiami w zakresie bezpieczeństwa pracy systemu, w tym ograniczenia możliwości prowadzenia gry opartej na parametrach technicznych. Uzyskanie takiej zgodności ma fundamentalne znaczenie z uwagi na krótki czas jaki pozostanie od zamknięcia rynku dnia bieżącego do fizycznej realizacji dostaw. W szczególności ograniczy to możliwy zakres działań korygujących, jakie będą mogły być podjęte przez OSP dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu. Dodatkowa złożoność wynika z konieczności przygotowania rozwiązań rynku dnia bieżącego dla modelu opartego na „rynku miedzianej płyty”, przenoszącego zarządzanie ograniczeniami na rynek bilansujący, który po wdrożeniu rozwiązań rynku dnia bieżącego będzie miał charakter rynku czasu rzeczywistego.</p> <p>Po zakończeniu prac nad rozwiązaniami dotyczącymi rynku dnia bieżącego, OSP podda je konsultacjom z użytkownikami systemu.</p>

Lp.	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
9.	<p>W Karcie Aktualizacji IRiESP nie przewidziano wdrożenia Rynku Dnia Bieżącego (z ang.: Intra Day Market), który jest nie tylko istotny z punktu widzenia rynku i może wpłynąć korzystnie na jego rozwój, ale jest również wymagany postanowieniami decyzji Komisji Wspólnot Europejskich z dnia 9 listopada 2006 r. zmieniającej Załącznik do rozporządzenia (WE) nr 1228/2003 w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej, która to decyzja znalazła swoje odzwierciedlenie w dokumencie „ERGEG Guidelines of Good Practice for Electricity Balancing Markets Integration (GGP-EBMI)” organizacji European Regulators' Group for Electricity and Gas, gdzie zaleca się wdrożenie tego rozwiązania do 1 stycznia 2008 roku. Proponujemy zatem uzupełnienie IRiESP o zapisy wprowadzające niniejsze rozwiązanie.</p> <p>Powyższa propozycja jest szczególnie istotna w odniesieniu do rozwoju hurtowego rynku energii, a także ujednoczenia warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej w Państwach członkowskich UE.</p>	PTPiREE	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Odpowiedź jak do uwagi ogólnej nr 8.</p>
10.	<p>W Karcie Aktualizacji IRiESP nie przewidziano wdrożenia rozliczania pozycji niezbilansowania po fizycznej dostawie (z ang.: Day After Balancing) pomiędzy poszczególnymi Uczestnikami Rynku, którzy w danej godzinie doby „n” uzyskali ekspozycję przeciwną na Rynku Bilansującym. Rozwiązanie z powodzeniem stosowane na innych rynkach np.: rynku niemieckim, w naszej ocenie mogłoby również zostać wdrożone w Polsce, pozwalając uczestnikom zmniejszyć zakup/ sprzedaż energii od/ do Operatora Systemu Przesyłowego. W naszej ocenie rolą OSP jest administrowanie rynkiem bilansującym oraz bieżące równoważenie zapotrzebowania KSE, a nie prowadzenie zakupu/ sprzedaży energii na rynku bilansującym uczestnikom z przeciwnymi pozycjami, które to działania nie mają wiele wspólnego z w/w rolami OSP, nie generują żadnych dodatkowych kosztów dla systemu a są jedynie źródłem (niewłaściwym) przychodów dla OSP i jednocześnie kosztów (niepożądanych) dla URB.</p> <p>Proponujemy zatem uzupełnienie IRiESP o zapisy wprowadzające niniejsze rozwiązanie. Sprawę ta także była przedmiotem wspomnianej wyżej korespondencja (nasz znał TOE 164/07/FL/GG), na którą do tej pory nie</p>	TOE	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zawarte w uwadze zagadnienie nie jest przedmiotem Karty Aktualizacji IRiESP.</p> <p><u>Wyjaśnienie dodatkowe</u></p> <p>W ramach prowadzonych prac nad modelem rynku bilansującego OSP nie rozważał wprowadzenia mechanizmu korygowania pozycji kontraktowych po fizycznej realizacji dostaw energii (obrotu energią niezbilansowania). W opinii OSP takie rozwiązanie nie jest spójne z aktualnie obowiązującym modelem rynku oraz rozważanymi obecnie kierunkami jego rozwoju.</p> <p>W opinii OSP, w modelowym rozwiązaniu ewentualne kompensowanie energii niezbilansowania pomiędzy podmiotami, które</p>

Lp.	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>uzyskaliśmy oficjalnej odpowiedzi.</p> <p>Powyższy propozycja będzie nabierała szczególnego znaczenia dla rozwijającego się rynku energii, w odniesieniu do przewidywanego rozliczania części odbiorców na podstawie standardowych profili zużycia, których efektem będzie zwiększenie niezbilansowania się podmiotów - URB z uwagi na znaczące utrudnienie prognozowania w oparciu o profilowy system rozliczeń (z uwagi na jego uśredniony – statystyczny charakter, dodatkowo połączony z niską częstotliwością odczytów klientów detalicznych co w efekcie powoduje brak bieżącej historii sprzedaży przy korygowaniu pozycji kontraktowej przez sprzedawców).</p>		<p>mają w danym okresie przeciwnie kierunki odchyżeń, może następować, w obszarach o takiej samej cenie (w szczególności na całym rynku, gdy energia na RB jest rozliczana według jednolitej ceny), w ramach transakcji pomiędzy tymi podmiotami, zawieranymi poza RB. W tym przypadku nie jest konieczne wprowadzanie rynku zorganizowanego przeznaczonego do zawierania takich transakcji.</p> <p>W przypadku rynków wykorzystujących mechanizm podwójnych cen do rozliczania niezbilansowania, istnieje możliwość wprowadzenia rozwiązania opartego na różnicowaniu cen za energię niezbilansowania w zależności od relacji pomiędzy kierunkiem niezbilansowania danego uczestnika rynku oraz kierunkiem niezbilansowania całego systemu. Takie podejście jest stosowane na niektórych rynkach energii w Europie i może być również rozważone w odniesieniu do rynku krajowego.</p>
11.	<p>W Karcie Aktualizacji nie przewidziano wdrożenia rozliczania pozycji niezbilansowania po fizycznej dostawie (z ang.: Day After Balancing) pomiędzy poszczególnymi Uczestnikami Rynku, którzy w danej godzinie doby „n” uzyskali ekspozycję przeciwną na Rynku Bilansującym. Rozwiązanie z powodzeniem stosowane na innych rynkach np.: rynku niemieckim, w naszej ocenie mogłoby również zostać wdrożone w Polsce, pozwalając uczestnikom zmniejszyć zakup/ sprzedaż energii od/ do Operatora Systemu Przesyłowego. W naszej ocenie rolą OSP jest administrowanie rynkiem bilansującym oraz bieżące równoważenie zapotrzebowania KSE, a nie prowadzenie zakupu/ sprzedaży energii na rynku bilansującym uczestnikom z przeciwnymi pozycjami, które to działania nie mają wiele wspólnego z w/w rolami OSP, nie generują żadnych dodatkowych kosztów dla systemu a są jedynie źródłem (niewłaściwym) przychodów dla OSP</p>	PTPIREE	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Odpowiedź jak do uwagi ogólnej nr 10.</p>

Lp.	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	<p>i jednocześnie kosztów (niepożądanych) dla URB. Proponujemy zatem uzupełnienie IRiESP o zapisy wprowadzające niniejsze rozwiązanie.</p> <p>Powyższy propozycja będzie nabierała szczególnego znaczenia dla rozwijającego się rynku energii, w odniesieniu do przewidywanego rozliczania części odbiorców na podstawie standardowych profili zużycia, których efektem będzie zwiększenie niezbilansowania się podmiotów - URB z uwagi na znaczące utrudnienie prognozowania w oparciu o profilowy system rozliczeń (z uwagi na jego uśredniony – statystyczny charakter, dodatkowo połączony z niską częstotliwością odczytów klientów detalicznych co w efekcie powoduje brak bieżącej historii sprzedaży przy korygowaniu pozycji kontraktowej przez sprzedawców).</p>		
12.	<p>W Karcie Aktualizacji IRiESP nie przewidziano możliwości tworzenia jednostek grafikowych dla źródeł wykorzystujących energię z wiatru oraz odmiennych zasad korygowania planowanej ilości energii wytwarzanej przez te źródła, o których mowa w rozporządzeniu MG z dnia 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Co więcej, naszym zdaniem, co zostało potwierdzone podczas spotkania konsultacyjnego w dniu 23 maja 2007 r. w siedzibie PSE-Operator SA, w Karcie nie uwzględniono zapisów nowego rozporządzenia systemowego, co z kolei będzie naszym zdaniem, stanowiło konieczność opracowania oraz wdrożenia kolejnej Karty, w której zdecydowanie proponujemy wprowadzić oprócz ww. sprawy wdrożenie rozwiązań, o które wnioskujemy w punktach 8 i 10 powyżej.</p>	<i>TOE</i>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Zawarte w uwadze zagadnienie nie jest przedmiotem Karty Aktualizacji IRiESP.</p> <p><u>Wyjaśnienie dodatkowe</u></p> <p>W związku z regulacjami zawartymi w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dn. 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, OSP planuje w najbliższym czasie rozpocząć prace nad przygotowaniem stosownych zasad bilansowania dotyczących źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru. Po zakończeniu prac nad tymi rozwiązaniami, OSP podda je konsultacjom z użytkownikami systemu.</p>
13.	<p>Wymaga doprecyzowania, w świetle zapisów obowiązującego prawa, pojęcie „odbiorcy sieciowego”. Wyodrębnienie odbiorcy sieciowego w IRiESP nie znajduje szczególnego zastosowania w treści instrukcji.</p>	<i>EnergiaPro Koncern Energetyczny SA</i>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) został wyodrębniony w IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESP – Bilansowanie) z uwagi</p>

Lp.	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			<p>na identyfikację podmiotu, któremu na mocy ustawy Prawo energetyczne zostały przypisane określone obowiązki. W szczególności odnosi się to do pełnienia przez ten podmiot funkcji sprzedawcy energii odbiorcom nie korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy.</p> <p>Opierając się na wyodrębnionej roli Odbiorcy sieciowego zostały wprowadzone przepisy przejściowe dotyczące możliwości realizacji funkcji Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}) danego OSD w ramach JG_O należącej do Odbiorcy sieciowego, działającego na obszarze sieci tego OSD. Podejście to umożliwia w szczególności zastosowanie w obszarach poszczególnych OSD ewolucyjnego wdrażania zasady TPA, tj. rozszerzania zakresu jej stosowania odpowiednio do wymagań (decyzji o wyborze sprzedawcy) użytkowników systemu.</p>
14.	Wymaga doprecyzowania, w świetle zapisów obowiązującego prawa, pojęcie „odbiorcy sieciowego”. Wyodrębnienie odbiorcy sieciowego w IRiESP nie znajduje szczególnego zastosowania w treści instrukcji.	PTPiREE	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Odpowiedź jak do uwagi ogólnej nr 13.</p>
15.	Przedstawiona karta aktualizacji nie uwzględniła zapisów art.5 ust 2a ustawy Prawo energetyczne (PE) tj. w zakresie który z podmiotów określa podmiot odpowiedzialny za bilansowanie (POB). Zgodnie z PE, POB jest oznaczany przez sprzedawców i wytwórców.	PTPiREE	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Art. 5., ust. 2a. ustawy Prawo energetyczne dotyczy umowy o świadczenie usług dystrybucji, czyli relacji na „rynku detalicznym”. Postanowienia Karty Aktualizacji IRiESP nie dotyczą tego zagadnienia.</p> <p>Kwestia pełnienia funkcji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB) oraz przyporządkowywania użytkowników systemu do POB powinna być uregulowana w IRiESD, w ramach zasad</p>

Lp.	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
			dotyczących funkcjonowania „rynków detalicznych”.
16.	W związku z faktem braku możliwości pozyskania przez OSD danych pomiarowo rozliczeniowych dla wszystkich URD na potrzeby rozliczeń na RB wnosimy, o jednoznaczne sprecyzowanie, iż dane przekazywane do rozliczeń to dane: rzeczywiste, szacunkowe lub planowe np. wyznaczone na podstawie przydzielonych odbiorcy standardowego profilu zapotrzebowania.	PTPiREE	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Szczegółowe zasady w zakresie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB), zgodnie z pkt 5.2.2.6.(4), są określone w IRiESD. Zasady te nie powinny być precyzowane na poziomie IRiESP, gdyż może to wprowadzać zbędne ograniczenia dla OSD.</p> <p>Odnosząc się do postulatu zawartego w uwadze, należy wskazać, że aktualne zapisy IRiESP - Bilansowanie nie wykluczają żadnej z metod wyznaczania danych, w szczególności wyznaczania ich na podstawie danych historycznych, modeli statystycznych (np. profili obciążeń) lub innych metod, przyjętych przez OSD.</p>
17.	Wdrożenie Karty aktualizacji nr B/3/2007 nie jest obecnie fizycznie możliwe do realizacji, ze względu na brak opomiarowania w zakresie niezbadnym do jej uruchomienia i funkcjonowania. Istniejące opomiarowanie odbiorców napięciu 110 kV oraz SN (grupy taryfowe A i B) w dużej części nie spełnia wymogów IRiESP, która narzuca wymóg zainstalowania układów co najmniej z godzinową rejestracją profilu zużycia, które byłyby niezbędne dla wdrożenia propozycji PSE-Operator. Wymiana na takie opomiarowanie wymaga olbrzymich wydatków finansowych oraz dłuższego okresu czasu. Nie można tutaj zapomnieć również o tym, że część z tych kosztów musieliby ponieść odbiorcy jako właściciele urządzeń pomiarowych – co z samej zasady jest również sprzeczne z ideą rynku. W procesie powstawania IRiESD w części szczególnej bilansowanie uzgodniono, że dostosowanie układów pomiarowych do takich wymogów niezbędne jest jedynie dla tej grupy odbiorców, którzy chcą skorzystać z prawa zmiany sprzedawcy. Mechanizm rozliczeń zaproponowany przez PSE-Operator wymusza te działania związane	Zamojska Korporacja Energetyczna SA	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>IRiESP nie definiuje wymagań technicznych wobec układów pomiarowych energii elektrycznej dla odbiorców zasilanych na poziomie SN, a jedynie w odniesieniu do obszaru sieci przesyłowej oraz obszaru skoordynowanej sieci 110 kV, w przypadku których został wprowadzony okres przejściowy na dostosowanie infrastruktury pomiarowej do dnia 31 grudnia 2008 r.</p> <p>Wdrożenie Karty Aktualizacji IRiESP nie niesie za sobą konsekwencji polegającej na dostosowywaniu układów pomiarowych do wspomnianych w uwadze wymagań, bowiem</p>

Lp.	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
	z wymiana układów pomiarowych, tak aby skorelowane były równocześnie nie z procesem wydzielenia OSD. Dodatkowo należy zauważyć, że w taryfach nie zostały uwzględnione rodki inwestycyjne w takiej ilości, aby OSD w tak krótkim czasie, mógł dostosować układy pomiarowe do tych warunków.		dane pomiarowo-rozliczeniowe, wyznaczone na potrzeby rozliczeń energii bilansującej, określonych w IRiESP – Bilansowanie, mogą być wyznaczone na podstawie danych historycznych, modeli statystycznych (np. profili obciążeń) lub innych metod.

3.2. Uwagi szczegółowe

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
1.	2.1.1.4.(5)	<p>Prosimy o poprawienie oczywistego błędu i zastąpienie wyrażenia „... potrzeb własnych stacji w sieci dystrybucyjnej.” wyrażeniem „... potrzeb własnych OSD.”</p> <p><u>Uzasadnienie</u></p> <p>Potrzeby własne OSD składają się z potrzeb własnych sieciowych i potrzeb własnych administracyjnych. Ograniczenie zakupu energii elektrycznej na potrzeby własne wyłącznie do pokrycia zapotrzebowania potrzeb własnych stacji nie wyczerpuje wszystkich potrzeb OSD.</p>	<i>ENION S.A.</i>	<p><u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u></p> <p>Wprowadzona definicja nowego typu Uczestnika Rynku Bilansującego, OSD jako Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{OSD}), jest zgodna z zakresem zadań OSD wynikających z art. 9c. ust. 3. ustawy Prawo energetyczne. Analogiczna definicja jest stosowana w odniesieniu do OSP, jako Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}).</p>
2.	2.1.1.4.(5)	<p>Określenie „ [...] które dokonuje zakupów energii na pokrycie strat w sieci dystrybucyjnej oraz potrzeb własnych stacji w sieci dystrybucyjnej.” Proponujemy zastąpić określeniem „[...] Różnicy Bilansowej”. Zawarta w Karcie Aktualizacji propozycja nie obejmuje np.: nielegalnego poboru, który z uwagi na konstrukcję rozliczeń zawartych w IRiESP będzie również obciążał OSD.</p>	<i>TOE</i>	<p><u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u></p> <p>Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 1.</p>
3.	2.1.1.4.(5)	<p>Proponujemy (zgodnie z uwaga ogólną) zastąpienie wyrażenia „... potrzeb własnych stacji w sieci dystrybucyjnej.” wyrażeniem „... potrzeb własnych OSD.”</p> <p>Potrzeby własne OSD składają się z potrzeb własnych sieciowych i potrzeb własnych „administracyjnych”. Ograniczenie zakupu energii elektrycznej na potrzeby własne wyłącznie do pokrycia zapotrzebowania potrzeb własnych stacji nie wyczerpuje wszystkich potrzeb OSD.</p>	<i>PTPiREE</i>	<p><u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u></p> <p>Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 1.</p>
4.	2.1.3.8.	<p>Literówka. Jest: „obowiązują”, winno być: „obowiązują”.</p>	<i>Zamojska Korporacja Energetyczna SA</i>	<p><u>Uwaga zostanie uwzględniona</u></p> <p>Wyraz „obowiązują” zostanie zamieniony na wyraz „obowiązują”.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
5.	2.1.3.10.	<p>Prosimy o doprecyzowanie zapisu:</p> <p>„... w przypadku gdy Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego znajduje się w sieci dystrybucyjnej lub <u>reprezentuje</u> dostawy energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej ...” (podkreślenie własne).</p> <p><u>Uzasadnienie</u></p> <p>Zgodnie z definicją zapisaną w pkt 9.2. IRiESP część „Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi” Miejscem Dostarczania Energii Rynku Bilansującego jest punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący węzeł lub grupę węzłów, nie zaś dostawy energii elektrycznej. Zatem Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego reprezentuje grupę węzłów, w których wyznaczana jest dostawa energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej.</p>	ENION S.A.	<p><u>Uwaga zostanie uwzględniona</u></p> <p>Zgodnie z pkt 2.1.3.5. poprzez fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (FMB) mogą być reprezentowane dostawy energii elektrycznej w sieci objętej obszarem RB (FZMB) oraz w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem RB (FDMB). Zapis pkt 2.1.3.10. zostanie doprecyzowany. Zwrot „w przypadku gdy Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego” zostanie zastąpiony zwrotem „w przypadku gdy fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego”.</p>
6.	2.1.3.10.	<p>Prosimy o doprecyzowanie zapisu: „... w przypadku gdy Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego znajduje się w sieci dystrybucyjnej lub <u>reprezentuje</u> dostawy energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej...”. Zgodnie z definicją zapisaną w pkt 9.2. IRiESP - Bilansowanie, Miejscem Dostarczania Energii Rynku Bilansującego jest punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego reprezentujący węzeł lub grupę węzłów, nie zaś dostawy energii elektrycznej. Zatem Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego reprezentuje grupę węzłów, w których wyznaczana jest dostawa energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej.</p>	PTPiREE	<p><u>Uwaga zostanie uwzględniona</u></p> <p>Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 5.</p>
7.	2.1.3.13.(3) i inne	<p>W ustawie – Prawo energetyczne nie ma terminu „odchylenie” tylko „niezbilansowanie”. Stąd proponujemy nowe brzmienie: „(3) Niezbilansowanie, tj. odchylenie pomiędzy planowanymi oraz rzeczywistymi ilościami dostaw energii”.</p>	PTPiREE	<p><u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u></p> <p>Termin „odchylenie” w IRiESP - Bilansowanie odpowiada pojęciu „niezbilansowania” stosowanemu w ustawie Prawo energetyczne. Ponieważ termin „odchylenie” występuje</p>

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				w tekście IRiESP – Bilansowanie wielokrotnie, w tym również w nazewnictwie poszczególnych wielkości, jest zasadne dalsze stosowanie tego terminu.
8.	2.1.3.13.(3) i inne	W ustawie – Prawo energetyczne nie ma terminu „odchylenie” tylko „niebilansowanie”. Proponowane brzmienie: „(3) Niebilansowanie, tj. odchylenie pomiędzy planowanymi oraz rzeczywistymi ilościami dostaw energii”.	Zamojska Korporacja Energetyczna SA	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 7.
9.	2.1.3.17.(4)	<p>Prosimy o doprecyzowanie zapisu pkt 2.1.3.17.(4) poprzez np. dodanie na końcu pkt 2.1.3.17.(4) nowego zdania o brzmieniu „Na Jednostkę Grafikowa Wytwórczą rozliczeniową (JG_{Wr}) składają się:” oraz poprzez zmianę brzmienia ppkt (4.1) i (4.2) na:</p> <p>(4.1) wszystkie jednostki Grafikowe Wytwórcze aktywne danego URB_W lub,</p> <p>(4.2) wszystkie jednostki Grafikowe Wytwórcze Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG_{OSP}) danego URB_W, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza.</p> <p><u>Uzasadnienie</u></p> <p>Aktualne brzmienie pkt 2.1.3.17.(4) wprowadza dwie wykluczające się definicje JG_{Wr}.</p>	ENION S.A.	<p><u>Uwaga zostanie uwzględniona</u></p> <p>Zapisy pkt 2.1.3.17.(4) zostaną doprecyzowane.</p> <p>Nowe brzmienie punktu:</p> <p><i>Jednostka Grafikowa Wytwórcza (JG_W) służąca do rozliczenia ilościowego i wartościowego energii bilansującej planowanej oraz energii awarii (ΔEA) i energii wytwarzanej z powodu ograniczeń elektrownianych (ΔEOE) wszystkich Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych danego URB_W jest Jednostką Grafikową Wytwórczą rozliczeniową (JG_{Wr}). Na Jednostkę Grafikową Wytwórczą rozliczeniową (JG_{Wr}) składają się:</i></p> <p>(4.1) <i>Wszystkie Jednostki Grafikowe Wytwórcze aktywne danego URB_W, lub</i></p> <p>(4.2) <i>Wszystkie Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG_{OSP}) danego URB_W, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza.</i></p>
10.	2.1.3.17.(4)	Wnosimy o doprecyzowanie zapisu pkt 2.1.3.17.(4) poprzez np. dodanie na końcu pkt 2.1.3.17.(4) nowego zdania o brzmieniu „Na Jednostkę Grafikowa Wytwórczą rozliczeniową (JG _{Wr}) składają się:” oraz poprzez zmianę	PTPiREE	<u>Uwaga zostanie uwzględniona</u> Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 9.

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>brzmienia ppkt (4.1) i (4.2) na:</p> <p>(4.1) wszystkie jednostki Grafikowe Wytwórcze aktywne danego URB_w lub,</p> <p>(4.2) wszystkie jednostki Grafikowe Wytwórcze Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG_{Ospa}) danego URB_w, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza.</p> <p>Aktualne brzmienie pkt 2.1.3.17.(4) wprowadza dwie wykluczające się definicje JG_{wr}</p>		
11.	2.1.3.17.(5)	<p>Na końcu zdania należy dopisać „lub zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego poprzez które jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi dostawami energii (wMB).” – dzięki temu definicja Jednostki Grafikowej zostanie doprecyzowana o zapisy umożliwiające prowadzenie obrotu energią pomiędzy przedsiębiorstwami obrotu oraz uzyskiwanie niezbilansowania na rynku bilansującym przez te przedsiębiorstwa, które nie będą prowadziły sprzedaży do odbiorców końcowych, a skupiać się będą jedynie na obrocie hurtowym lub nie będą prowadziły bilansowania handlowego.</p>	TOE	<p><u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u></p> <p>Zgodnie z obowiązującymi zasadami w zakresie struktury obiektowej na RB, Jednostka Grafikowa Odbiorcza (JG_O) reprezentuje fizyczne Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (FMB). Do reprezentacji wirtualnych Miejsca Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (wMB) służy Jednostka Grafikowa Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{PO}). Zawarta w uwadze propozycja wprowadza wMB do definicji JG_O, co jest niezgodne z istotą tej JG oraz jej rolą na RB.</p> <p><u>Wyjaśnienie dodatkowe</u></p> <p>W ramach wprowadzanych zasad każdy URB typu Przedsiębiorstwo Obrotu (URB_{PO}) będzie posiadał JG_O, dla której będą obowiązywały ogólne zasady dotyczące tego typu JG. W szczególności URB_{PO} poprzez JG_O będzie mógł dokonywać zgłoszeń transakcji handlowych z innymi URB, w tym z innymi URB_{PO}, oraz będzie mógł dokonywać rozliczeń swojego niezbilansowania. Należy przy tym zaznaczyć, że dokonywanie rozliczeń</p>

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				<p>niebilansowania na RB będzie wymagało przedłożenia odpowiedniego zabezpieczenia finansowego.</p> <p>W ramach wprowadzanych zasad nie jest wymagane prowadzenie przez URBP_O bilansowania handlowego URD lub URBO_K w celu posiadania JGO. W szczególności w IRiESP – Bilansowanie nie wprowadzono usuwania JGO w przypadku, gdy dany URBP_O nie prowadzi bilansowania handlowego URD lub URBO_K.</p> <p>Patrz też odpowiedź do uwagi szczegółowej nr 26.</p>
12.	2.1.3.17.(5)	<p>Na końcu zdania należy dopisać „lub zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego poprzez które jest realizowana dostawa energii niepowiązana bezpośrednio z fizycznymi dostawami energii (wMB).” – dzięki temu definicja Jednostki Grafikowej zostanie doprecyzowana o zapisy umożliwiające prowadzenie obrotu energią pomiędzy przedsiębiorstwami obrotu oraz uzyskiwanie niebilansowania na rynku bilansującym przez te przedsiębiorstwa, które nie będą prowadziły sprzedaży do odbiorców końcowych a skupiać się będą jedynie na obrocie hurtowym lub nie będą prowadziły bilansowania handlowego.</p>	<i>PTPiREE</i>	<p><u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u></p> <p>Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 11.</p>
13.	2.1.3.17.(7)	<p>Prosimy o zastąpienie wyrażenia „w których” wyrażeniem „w którym”.</p>	<i>ENION S.A.</i>	<p><u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u></p> <p>W wyrażeniu „JGOSP jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (FMB), w których do obszaru Rynku Bilansującego są przyłączone urządzenia lub instalacje jednostek wytwórczych lub odbiorców energii w pełni dysponowane</p>

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				<i>i bezpośrednio sterowane przez OSP.” zwrot „w których” odnosi się do poszczególnych FMB składających się na definiowaną JG_{OSP}, a nie do zbioru FMB.</i>
14.	2.1.3.17.(7.5)	Brak doprecyzowania (zdanie na końcu punktu) o jakie zasady szczegółowe chodzi?. Czy są jakieś dodatkowe zasady poza zasadami zapisanymi w IRIESP? Jeżeli są wnosimy o ich określenie w tym miejscu IRIESP.	<i>PTPiREE</i>	<p><u>Uwaga zostanie uwzględniona</u></p> <p>Zapis pkt 2.1.3.17.(7.5) zostanie doprecyzowany. Zwrot „<i>chyba że w zasadach szczegółowych określono inaczej</i>” zostanie zastąpiony zwrotem „<i>chyba że w zasadach szczegółowych tej części IRIESP określono inaczej</i>”.</p> <p><u>Wyjaśnienie dodatkowe</u></p> <p>Zasady dotyczące Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego, aktywnych (JG_{OSP_a}) oraz pasywnych (JG_{OSP_p}), są określone w IRIESP - Bilansowanie.</p> <p>Patrz też wyjaśnienie do uwagi szczegółowej nr 28.</p>
15.	2.1.3.17.(8.3)	<p>Prosimy o zastąpienie wyrażenia „strat w sieci dystrybucyjnej” wyrażeniem „różnicy bilansowej w sieci dystrybucyjnej” oraz o zmianę wyrażenia „stacji w sieci dystrybucyjnej” wyrażeniem „OSD”.</p> <p><u>Uzasadnienie</u></p> <p>Jak w pkt 2.1.1.4.(5).</p>	<i>ENION S.A.</i>	<p><u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u></p> <p>Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 1.</p>
16.	2.1.3.17.(8.3)	Wnosimy o zastąpienie, jak w pkt 2.1.1.4.(5), wyrażenia „strat w sieci dystrybucyjnej” wyrażeniem „różnicy bilansowej w sieci dystrybucyjnej” oraz o zmianę wyrażenia „stacji w sieci dystrybucyjnej” wyrażeniem „OSD”.	<i>PTPiREE</i>	<p><u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u></p> <p>Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 1.</p>
17.	2.1.3.17.(8.3)	Określenie „ [...] dokonuje zakupów energii na pokrycie strat w sieci dystrybucyjnej oraz potrzeb własnych stacji w sieci dystrybucyjnej.” Proponujemy zastąpić określeniem „[...] Różnicy Bilansowej”. Zawarta w Karcie Aktualizacji	<i>TOE</i>	<p><u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u></p> <p>Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 1.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		propozycja nie obejmuje np.: nielegalnego poboru, który z uwagi na konstrukcję rozliczeń zawartych w IRiESP będzie również obciążał OSD.		
18.	2.1.3.17.(8.4)	<p>Zaproponowany okres przejściowy, związany z pełnieniem funkcji JG_{BI} danego OSD w ramach JG_O należącej do URBS_D, należy wydłużyć do pierwotnie ustalonego wspólnie z URE terminu tj. 31 grudnia 2008 r. Związane jest to m.in. z następującymi problemami:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) obecnie nie są oferowane na rynku odpowiednie gotowe systemy informatyczne pozwalające w pełni OSD pełnić funkcję JG_{BI} z wszelkimi wynikającymi stąd konsekwencjami. Obecnie prowadzone są przez poszczególnych przyszłych OSD ustalenia z firmami przygotowującymi takie oprogramowanie. Należy jednak założyć (zwłaszcza biorąc pod uwagę konieczność przeprowadzenia przetargów w trybie PZP), że ich przygotowanie, wdrożenie, przeszkolenie personelu, „wypełnienie” danymi itd. potrwa w najlepszym przypadku do drugiej połowy 2008r., stąd konieczne jest przesunięcie terminu z 30.06.08r. na 31.12.08r.; 2) przeprowadzenie przetargów w trybie PZP mających na celu wyposażenie OSD również w niezbędne dodatkowe systemy pomiarowo-rozliczeniowe; 3) przeprowadzenie procesu zabudowy ww. układów pomiarowo-rozliczeniowych, ułatwiających proces prognozowania różnicy bilansowej; 4) umowy sprzedaży energii elektrycznej na potrzeby własnych odbiorców i różnicy bilansowej w sieci dystrybucyjnej oraz potrzeby własne OSD, będą zawierane przez URBS_D na cały rok 2008; 5) uwzględnienie nowego stanu faktycznego w taryfie dla 	<i>PTPiREE</i>	<p><u>Uwaga zostanie uwzględniona</u></p> <p>Mając na uwadze argumenty zgłoszone w uwagach, okres przejściowy, o którym mowa w pkt 2.1.3.17.(8.4), zostanie wydłużony do 31 grudnia 2008 roku. Zwrot „Do dnia 30 czerwca 2008 roku” zostanie zastąpiony zwrotem „Do dnia 31 grudnia 2008 roku”.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>energii elektrycznej OSD obowiązującej od 2008 r.</p> <p>6) pozyskanie reprezentatywnych danych historycznych za cały rok 2008 o wielkościach różnicy bilansowej (obecnie OSD posiadają dane sprawozdaniowe, które nie odzwierciedlają rzeczywistej wartości różnicy bilansowej);</p> <p>7) przeprowadzenie procesu szkoleń osób mających prowadzić prognozowanie różnicy bilansowej w OSD.</p>		
19.	2.1.3.17.(8.4)	<p>Z ustaleń powziętych na spotkaniu w dniu 24.04.2007 pomiędzy przedstawicielami PSE, URE i PTPiREE okres przejściowy, o którym mowa w tym punkcie przewidziany został do dnia 31 grudnia 2008 roku. Jesteśmy za utrzymaniem tego terminu ze względu na brak układów godzinowych oraz dróg transmisji danych licznikowych. Dotyczy to grup taryfowych A, B jak również generacji lokalnej na 110kV, SN, nn. Dodatkowo dla odbiorców zasilanych na nn koniecznym jest zautomatyzowanie procesu zamiany danych pomiarowych z bilingu w oparciu o standardowe profile zużycia.</p> <p>Uważamy, że koniec 2008 roku powinien być utrzymany również ze względu na uczestniczenie większości Zakładów w procesach konsolidacyjnych.</p>	Zakład Energetyczny Łódź – Teren S.A.	<p><u>Uwaga zostanie uwzględniona</u></p> <p>Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 18.</p> <p><u>Wyjaśnienie dodatkowe</u></p> <p>Na spotkaniu, o którym mowa w uwadze, nie zostały podjęte ustalenia dotyczące okresu przejściowego. Były jedynie zgłaszane propozycje terminu końcowego dla tego okresu.</p>
20.	2.1.3.17.(8.4)	<p>Z uwagi na zapisy w zatwierdzonej przez Prezesa URE IRiESD w zakresie wymogu dostosowania układów pomiarowych do 31.12.2008 dla grup taryfowych A i B, zasadne jest przyjęcie tej daty jako końcowej, od której nastąpi rozdzielenie JG_O i JG_{BI}. Przyjęcie terminu zaproponowanego w IRiESP jest niezgodne z wcześniejszymi ustaleniami pomiędzy OSP, OSD i URE i wręcz niemożliwe do realizacji w zakresie instalacji u odbiorców przedsiębiorstwa obrotu wydzielonego z spółki dystrybucyjnej opomiarowania pozwalającego wyznaczenie</p>	EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	<p><u>Uwaga zostanie uwzględniona</u></p> <p>Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 18.</p>

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		energii rzeczywistej na podstawie zmierzonego profilu zużycia. Wg. PE standardowe profile stosuje się tylko dla grup odbiorców zasilanych z sieci nn.		
21.	2.1.3.17.(8.4)	Zgodnie z notatką ze spotkania przedstawicieli PSE-Operator SA, URE oraz PTPiREE z dnia 24.04.2007 r. okres przejściowy uzgodniony został do dnia 31.12.2008 r., a nie do 30.06.2008 r.	Zamojska Korporacja Energetyczna SA	<u>Uwaga zostanie uwzględniona</u> Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 18. <u>Wyjaśnienie dodatkowe</u> OSP nie ma dostępu do notatki ze spotkania przedstawicieli PSE-Operator SA, URE oraz PTPiREE z dnia 24.04.2007 r., o której mowa w uwadze. Patrz również wyjaśnienie dodatkowe do uwagi szczegółowej nr 19.
22.	2.1.3.17.(8.4)	Mając na uwadze umowne okresy kontraktowe wątpliwy wydaje się zaproponowany termin połowy 2008 roku. Proponujemy po określeniu realności ustalić zakończenie okresu przejściowego na koniec danego roku (o ile okazałoby się to realne koniec 2007 roku).	TOE	<u>Uwaga zostanie uwzględniona</u> Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 18. <u>Wyjaśnienie dodatkowe</u> Ze względu na uwagi zgłoszone przez użytkowników systemu (uwagi szczegółowe nr 18 ÷ 21) termin okresu przejściowego został wydłużony do 31 grudnia 2008 roku.
23.	2.1.4.8.	Listę rodzajów JG, które może posiadać URBS _{SD} należy rozszerzyć o prawo do posiadania Jednostek Grafikowych typu JG _{Wa} oraz JG _{Wr} . IRiESP nie powinna rozstrzygać potencjalnej konstrukcji prawnej w jakiej działa dany podmiot. Należy przewidzieć sytuację (szczególnie w procesach następującej konsolidacji), iż np.: w ramach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo podmiot URBS _{SD} będzie jednocześnie wytwórcą energii elektrycznej.	PTPiREE	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> Ze względu na model struktury podmiotowej Rynku Bilansującego, w tym rozróżnianie poszczególnych ról na RB, Odbiorca sieciowy (URBS _{SD}) nie może posiadać Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG _{Wa}) i w konsekwencji tego również JG _{Wr} . Zgodnie z obowiązującym modelem, URBS posiadający JG _{Wa} jest identyfikowany, jako URBS typu wytwórcy (URBS _W). Jednocześnie model struktury podmiotowej RB

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				dopuszcza występowanie jednego podmiotu w kilku rolach na RB. Tak więc przypadek, o którym mowa w uwadze, może zostać obsłużony poprzez udział danego podmiotu w RB w roli URBS _D oraz URBS _W .
24.	2.1.4.9.	Należy wykreślić punkty (1) i (2) uwaga jak do pkt 2.1.4.8.	PTPiREE	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej na 23.
25.	2.1.4.11.	Proszę o potwierdzenie, że PO może równocześnie posiadać JG _{PO} i JG _O (Jednostkę Grafikową Odbiorczą przeznaczoną do prowadzenia bilansowania handlowego).	PSE-Electra S.A.	<u>Wyjaśnienie</u> Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Obrotu (URB _{PO}) może posiadać: (i) Jednostkę Grafikową Przedsiębiorstwa Obrotu albo (ii) Jednostkę Grafikową Odbiorczą, albo obie ww. Jednostki Grafikowe równocześnie (<i>lub</i> w zapisie punktu 2.1.4.11. ma znaczenie zgodne z zasadami stosowanymi w matematyce dla operatorów logicznych). Odnosząc się do pytania zadanego w uwadze, w związku z powyższymi zasadami, URB _{PO} może posiadać jedynie JG _O .
26.	2.1.4.11.	Na końcu zdania zdecydowanie wnioskujemy o dopisanie „lub prowadzenia obrotu energią elektryczną” – taki zapis potwierdzi prawo przedsiębiorstw obrotu do wykorzystywania JG _O dla celów prowadzenia zakupu/sprzedazy energii elektrycznej, zgodnie zresztą z dyskusją podczas spotkania konsultacyjnego w dniu 23 maja 2007 r. w siedzibie PSE-Operator SA.	TOE	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> Jednostki Grafikowe reprezentujące FMB służą do prowadzenia bilansowania handlowego na RB poszczególnych użytkowników systemu. W celu realizacji tego zadania są między innymi zgłaszane transakcje handlowe pomiędzy poszczególnymi URB. Jednocześnie w ramach nowych zasad nie wprowadza się wymagania prowadzenia przez URB _{PO} bilansowania handlowego URD lub URBS _{OK} w celu posiadania JG _O (w szczególności

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				<p>w IRiESP - Bilansowanie nie wprowadzono usuwania JG_O w przypadku, gdy dany URB_{PO} nie prowadzi bilansowania handlowego URD lub URB_{OK}). Oznacza to, że URB_{PO} będzie mógł posiadać JG_O również w przypadku, gdy nie będzie prowadził bilansowania handlowego użytkowników systemu na RB. Niezależnie od powyższego w ramach aktualnego modelu RB została pozostawiona JG_{PO}, która jest dedykowana do prowadzenia obrotu energią elektryczną ponad siecią, niepowiązanego bezpośrednio z bilansowaniem handlowym URD lub URB_{OK}.</p> <p>Wprowadzenie wyżej opisanych zasad, służących do realizacji podobnych funkcji w zakresie prowadzenia obrotu energią elektryczną, wynika głównie z ciągle jeszcze niewykształconych mechanizmów obrotu energią „ponad siecią” poza RB. W opinii OSP takie mechanizmy, bardziej efektywne niż prowadzenie obrotu na RB, mogą powstać po wprowadzeniu zasad zawartych w niniejszej Karcie Aktualizacji IRiESP oraz stosownych zmian w IRiESD. W przypadku stabilnego i poprawnego funkcjonowania takich mechanizmów, OSP przedstawi do konsultacji stosowne zmiany w mechanizmie bilansowania handlowego na RB, skupiające funkcje tego mechanizmu na pierwotnie zakładanym bilansowaniu fizycznych dostaw energii elektrycznej. Takie podejście pozwoli na uproszczenie zasad bilansowania oraz stworzy lepsze warunki do zapewnienia bezpieczeństwa</p>

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				pracy systemu.
27.	2.1.4.11.	Na końcu zdania należy dopisać „lub prowadzenia obrotu energią elektryczną” – taki zapis potwierdzi prawo przedsiębiorstw obrotu do wykorzystywania JG _O dla celów prowadzenia zakupu/sprzedaży energii elektrycznej.	PTPiREE	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 26.
28.	2.1.4.17.	OSP ma prawo przekazać wybrane przez niego JG _{OSP} a i JG _{OSP} p w posiadanie m.in. Przedsiębiorstwa Obrotu. Od czego zależy decyzja OSP, spełnienia jakich warunków będzie on wymagał, czy jest to czysto uznaniowe, czy też np. może wynikać z potrzeb projektowanej w PSE-ELECTRA grupy bilansującej tzw. aktywnej, prowadzącej dobilansowanie w godzinie h doby handlowej n ?	PSE-Electra S.A.	<u>Wyjaśnienie</u> JG Operatora Systemu Przesyłowego (JG _{OSP}) są to jednostki wytwórcze lub odbiory w pełni dysponowane i bezpośrednio sterowane przez OSP. Zasoby te służą do działań interwencyjnych i nie uczestniczą w rynku energii elektrycznej. Szczegółowe zasady dotyczące ich wykorzystywania do pracy interwencyjnej są określane w umowie pomiędzy OSP a URB posiadającym te zasoby. <u>Punkt 2.1.4.17. zostanie uzupełniony</u> poprzez wskazanie umowy pomiędzy OSP a odpowiednim URB, jako podstawy do przekazania JG _{OSP} temu URB.
29.	2.1.4.12.	Proponujemy określić jednoznacznie zasady i warunki „przekazania” przez OSP przedmiotowych jednostek do przedsiębiorstwa obrotu.	TOE	<u>Wyjaśnienie</u> Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 28.
30.	2.1.4.18. 2.1.4.22.	Niejasne są przesłanki ograniczenia dla OSD posiadania JG _O , w przeciwieństwie do OSP, który tego typu JG może posiadać.	EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	<u>Wyjaśnienie</u> Ze względu na brak, w ramach aktualnego modelu RB, przypisania określonych funkcji do JG _O należącej do OSP, JG _O zostanie usunięta ze zbioru JG, które może posiadać OSP.
31.	2.1.4.22.	W połączeniu z zapisami pkt. 2.1.4.19 IRiESP wnosimy o wykreślenie z zestawu niedopuszczalnych JG dla OSD pkt. (9) Jednostki Grafikowej (JG _O). Należy zwrócić uwagę, że taką jednostkę może posiadać OSP?	PTPiREE	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> Ze względu na brak, w ramach aktualnego modelu RB, przypisania określonych funkcji do JG _O należącej do OSD, JG _O nie zostanie dodana

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				do zbioru JG, które może posiadać OSD. Patrz też odpowiedź do uwagi szczegółowej nr 30.
32.	2.1.5.1.2.	Wnosimy o precyzyjne zdefiniowanie, co oznacza zwrot: „zaprzestanie przez URB działalności na Rynku Bilansującym”. Czy oznacza to rozwiązanie umowy przesyłania wiążącej URB z OSD?	Zamojska Korporacja Energetyczna SA	<u>Wyjaśnienie</u> Zaprzestania przez URB działalności na RB oznacza, że dla tego URB nie jest świadczona usługa przesyłania. W szczególności oznacza to, że żadna JG tego URB nie uczestniczy w RB. W szczególnym przypadku, gdy dany użytkownik systemu jest przyłączony do sieci dystrybucyjnej i jest jednocześnie URB, to rozwiązanie umowy o świadczenie usług dystrybucji będzie skutkowało zaprzestaniem przez tego URB działalności na RB. Między innymi z tego powodu jest konieczna wymiana, na bieżąco, informacji pomiędzy OSD i OSP dla potrzeb zarządzania konfiguracją RB. Aktualnie proces wymiany takich informacji jest realizowany w ramach zawierania Umów przesyłania oraz ich aneksowania.
33.	2.1.5.1.5.	Prosimy o podanie konkretnych pkt IRiESP, do których odsyła ostatnie zdanie.	ENION S.A.	<u>Wyjaśnienie</u> Ostatnie zdanie pkt 2.1.5.1.5. odnosi się do zapisów w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD), a nie do zapisów IRiESP.
34.	2.1.5.1.6.(2)	Proponujemy uzupełnić definicje o określenie, co autorzy rozumieją pod określeniem „zagregowaną jednostkę wytwórczą”.	TOE	<u>Uwaga zostanie uwzględniona</u> Zapis pkt 2.1.5.1.6.(2) zostanie doprecyzowany. Po wyrazach „lub zagregowaną jednostkę wytwórczą” zostanie dodane: „, tj. jednostkę składającą się z kilku pojedynczych jednostek wytwórczych”.

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
35.	2.1.5.1.9.	Zgodnie z treścią tego punktu, OSP przesyła do prawie każdego URB aneks do Umowy przesyłowej który wprowadza $_{FD}MB$ do definicji JG_O dla obszaru sieci każdego OSD. Stąd wymagałoby wyjaśnienia, czy URB nie posiadający JG_O (np. niektórzy wytwórcy, Przedsiębiorstwa Obrotu) będą miały automatycznie przypisaną taką JG ? Czy powinny wcześniej wystąpić o zmianę Umowy w tym zakresie?	<i>PTPiREE</i>	<u>Wyjaśnienie</u> Zgodnie z pkt 2.1.5.1.9., w przypadku, gdy dany URB nie posiada JG_O , to w ramach procedury wprowadzania $_{FD}MB$, zostanie ona utworzona. Nie wymaga to wcześniejszego wystąpienia URB o zmianę Umowy przesyłania w tym zakresie.
36.	2.1.5.1.9. (1) i (2)	W procedurach przydzielania $_{FD}MB$ do JG_O danego URB należy wpisać zobowiązanie OSP do poinformowania zainteresowanych podmiotów: wszystkich OSD i danego URB, o dacie „wejścia w życie” tych $_{FD}MB$ danego URB. Informacja ta jest OSD niezbędna, w celu prawidłowej realizacji umowy dystrybucji energii elektrycznej zawartej z danym URB.	<i>PTPiREE</i>	<u>Uwaga zostanie uwzględniona</u> Na końcu ppkt (1.3) i (2.4) pkt 2.1.5.1.9. zostanie dodane zdanie „OSP informuje wszystkich OSD oraz odpowiedniego URB o dacie uaktywnienia $_{FD}MB$ danego URB na trzy dni robocze przed datą ich uaktywnienia.”.
37.	2.1.5.1.10.	Niezrozumiałym jest zapis tego punktu. Prosimy o wyjaśnienie intencji przyświecających autorowi oraz poprawienie jego zapisów zgodnie z zasadami prawidłowej budowy zdań.	<i>Zakład Energetyczny Łódź – Teren S.A.</i>	<u>Uwaga zostanie uwzględniona</u> Zapisy punktu zostaną przeredagowane w celu poprawy ich czytelności.
38.	2.1.5.1.10.	Określenie „zaprzestania dostarczania” proponujemy zastąpić określeniem „zaprzestania sprzedaży” – dostawy energii realizowane są bowiem przez OSP i OSD, sprzedawcy natomiast dokonują sprzedaży energii elektrycznej. Ponadto prosimy o wyjaśnienie lub przeredagowanie zapisów zawartych w drugim akapicie punktu, gdyż są one dla nas niezrozumiałe. Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne wszyscy odbiorcy końcowi muszą mieć wskazanego sprzedawcę rezerwowego, jeśli natomiast intencją zapisów było odniesienie się do wytwórców na terenie OSD, niewłaściwe jest określenie „reprezentująca	<i>TOE</i>	<u>Wyjaśnienie</u> Propozycja z pierwszej części uwagi <u>nie może zostać uwzględniona</u> – określenie „zaprzestania dostarczania” jest zgodne z odpowiednimi zapisami ustawy Prawo energetyczne (art. 5., ust. 2a., pkt 1) b)). Wyjaśnienie do drugiej części uwagi – odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 37.

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		sprzedawcę rezerwowego dla odbiorców reprezentowanych w tym MB ₀ .”.		
39.	2.1.5.1.10.	<p>Poprawka edycyjna: W pierwszym zdaniu wyrażenie: „jako <u>reprezentująca</u> podmiot będący dla odbiorców” należy zastąpić wyrażeniem: „jako <u>reprezentującej</u> podmiot”.</p> <p>Ponadto określenie „zaprzestania dostarczania” należy zastąpić określeniem „zaprzestania sprzedaży” – dostawy energii realizowane są bowiem przez OSP i OSD, sprzedawcy natomiast dokonują sprzedaży energii elektrycznej.</p>	<i>PTPiREE</i>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Propozycja z pierwszej części uwagi – odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 37.</p> <p>Propozycja z drugiej części uwagi <u>nie może zostać uwzględniona</u> – odpowiedź jak do pierwszej części uwagi szczegółowej nr 38.</p>
40.	2.1.5.1.10.	<p>Wątpliwości budzi propozycja wprowadzania do JG_{BI} URD typu wytwórca, w przypadku utraty przez nich podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie. O ile URD typu odbiorca wskazują z mocy prawa sprzedawcę rezerwowego, który z kolei posiada wyznaczonego URB prowadzącego bilansowanie handlowe, to postanowienia Prawa energetycznego nie zobowiązują wytwórców do wskazania URB rezerwowego.</p> <p>URD typu wytwórca, w szczególności elektrociepłownie i wytwórcy posiadający odnawialne źródła energii (OZE), w okresach remontów lub braku odpowiednich warunków środowiskowych pobierają energię na potrzeby własne z sieci dystrybucyjnej OSD, wobec czego stają się wówczas odbiorcą końcowym. W ocenie OSD oznaczać to będzie prowadzenie sprzedaży energii przez OSD wraz z zapewnieniem ustawowych obowiązków zakupu świadectw pochodzenia energii wytworzonej w OZE i energii wytworzonej w kogeneracji, co stoi w sprzeczności z wytycznymi zawartymi w PE i dyrektywach unijnych.</p> <p>Jednocześnie wprowadzona do sieci dystrybucyjnej OSD energia elektryczna przez wytwórców posiadających OZE nie może być traktowana jako energia niezbilansowana</p>	<i>PTPiREE</i>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>MB_w danego URB, w przypadku zaprzestania działalności przez tego URB, jest reprezentowany w JG_{BI} danego OSD. Nie wyklucza to jednak możliwości dokonania przepięcia (zmiany przyporządkowania) przez OSD, URD typu wytwórcy reprezentowanych w tym MB_w, do MB innych URB, działających jako POB na obszarze sieci tego OSD. W szczególności OSD może dokonać przepięcia URD do odpowiednich MB, należących do sprzedawcy z urzędu.</p> <p><i>Ostatni akapit uwagi</i> – zapisy IRiESP - Bilansowanie nie przesądzą kwestii dotyczących wymagań odnośnie występowania podmiotów w roli sprzedawcy na obszarze sieci danego OSD. Analogicznie jak w przypadku MB_w, OSD również dla MB₀ może dokonać przepięcia reprezentowanych w nim URD typu odbiorcy, do MB innych URB, działających jako POB na obszarze sieci tego OSD. W ramach tego mogą zostać uwzględnione uwarunkowania</p>

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>i rozliczana przez OSD np. po cenach CRO_Z, ponieważ to podmioty pełniące funkcję sprzedawcy z urzędu są zobowiązane do zakupu całej energii wytworzonej w OZE.</p> <p>Powyższe nie dotyczy okresu przejściowego (w J_{GO} URB_{SD} realizowane są funkcje JG_{Bl}), kiedy to URB_{SD} jako podmiot posiadający koncesję na obrót energią elektryczną będzie mógł sprzedawać energię wytwórcom i jako sprzedawca z urzędu będzie zobowiązany do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w OZE.</p> <p>Dodatkowo utrata URB, jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe nie jest (zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne i aktami wykonawczymi) równoznaczna z utratą sprzedawcy. Sprzedawcę z URD wiąże przecież nadal zawarta umowa sprzedaży energii elektrycznej. Nie można zatem MB_O należących do URB przepinać automatycznie do JG_O sprzedawcy rezerwowego. Sprzedawca może mieć na taką ewentualność podpisaną umowę z innym URB, który dokona w zastępstwie URB zgłoszeń USE do OSP.</p>		<p>dotyczące pełnienia funkcji sprzedawcy na terenie danego OSD (w szczególności sygnalizowana w uwadze koncepcja wprowadzenia rezerwowego POB dla sprzedawcy).</p> <p><u>Wyjaśnienie dodatkowe</u></p> <p>Wprowadzony w IRiESP - Bilansowanie mechanizm zmiany konfiguracji RB w zakresie przyporządkowywania MB_O i MB_W do poszczególnych JG jest narzędziem wspomagającym realizację funkcji OSD. OSD może skorzystać z tego mechanizmu w przypadkach, gdy wynik jego działania jest zgodny z obowiązującą w obszarze sieci danego OSD konfiguracją w zakresie powiązań pomiędzy URD i URB (POB). W przeciwnym przypadku OSD powinien samodzielnie dokonać odpowiedniego przełączenia URD, pomiędzy odpowiednimi MB (stosownie do zasad określonych w IRiESD oraz postanowień Umów dystrybucji).</p>
41.	2.1.5.1.10.	<p>Utrata URB, jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe nie jest (zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne i aktami wykonawczymi) równoznaczna z utratą sprzedawcy. Sprzedawcę z URD wiąże przecież nadal zawarta umowa sprzedaży energii elektrycznej. Nie można zatem MB_O należących do URB przepinać automatycznie do JG_O sprzedawcy rezerwowego. Sprzedawca może mieć na taką ewentualność podpisaną umowę z innym URB, który dokona w zastępstwie URB zgłoszeń USE do OSP.</p>	Zamojska Korporacja Energetyczna SA	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Odpowiedź jak do ostatniego akapitu uwagi szczegółowej nr 40 oraz jak w wyjaśnieniu dodatkowym do uwagi szczegółowej nr 40.</p>
42.	2.1.5.1.10.	Brak logiki. URB, który zaprzestał działalności na RB nie może realizować funkcji Operatora Rynku dla innych URB.	Zamojska Korporacja	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u>

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		URB musi przecież ponieść z tego tytułu jakieś sankcje.	<i>Energetyczna SA</i>	Pełnienie funkcji Operatora Rynku (OR) jest niezależne od udziału w RB jako URB, i możliwe, ze względu na charakter umowy dotyczącej realizacji funkcji OR, także w przypadku, gdy dany podmiot nie jest URB (nie uczestniczy w RB). Dany podmiot jako OR w imieniu i na rzecz URB realizuje funkcje OR na warunkach umowy o świadczenie usług przesyłania zawartej z OSP przez tego URB. Pozostawienie możliwości realizacji funkcji OR przez podmiot, który jako URB zaprzestał działalności na RB, pozwala na ograniczenie negatywnych konsekwencji dla innych URB, dla których ten podmiot pełni funkcje OR.
43.	2.1.5.1.12.	Określenie „niniejszej części IRiESP” proponujemy zastąpić przywołaniem konkretnego punktu dokumentu – trudno wywnioskować do czego odwołuje się OSP w tym punkcie.	<i>TOE</i>	<u>Uwaga zostanie uwzględniona częściowo</u> Zapis pkt 2.1.5.1.12. zostanie doprecyzowany poprzez wskazanie obszaru zagadnień, którego on dotyczy, tj. bilansowania handlowego URD. <i>Zwrot „w niniejsze części IRiESP rozwiązania w zakresie bilansowania handlowego na RB” zostanie zastąpiony zwrotem „w niniejszej części IRiESP rozwiązania w zakresie bilansowania handlowego URD na RB”.</i>
44.	2.1.5.1.12.	Proponujemy aby określenie „w niniejszej części IRiESP”, zastąpić przywołaniem konkretnego punktu instrukcji – trudno wywnioskować do jakich zapisów odwołuje się OSP w tym punkcie.	<i>PTPiREE</i>	<u>Uwaga zostanie uwzględniona częściowo</u> Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 43.
45.	2.1.5.2.1.	Proponujemy, aby przekazywanie informacji o zaprzestaniu działalności na RB przez URB było przesyłane w dobie <i>n-2</i> godzinę po zamknięciu okresu przyjmowania zabezpieczeń przez OSP. Nie widzimy uzasadnienia do „przetrzymania” tej informacji przez OSP aż do	<i>PTPiREE</i>	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> W IRiESP - Bilansowanie godzina 7.30 doby <i>n-1</i> oznacza najpóźniejszy termin przesłania przedmiotowej informacji i dotyczy informacji przekazywanej OSD (również URB typu Gielda)

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		zaproponowanej godz. 7.30 doby $n-1$. Po np. 1 godz. od chwili kiedy OSP zweryfikuje zabezpieczenia, powinien przekazać na wyznaczone adresy inf. do uczestników rynku. Natomiast proponowane zapisy dają możliwość przetrzymywania tych inf. przez OSP aż przez ponad 15 godzin. Jednocześnie OSP pozostawia pozostałym uczestnikom rynku tylko 4,5 godziny na działania interwencyjne w związku z faktem przejścia obowiązków URB.		Energii – patrz uwaga szczegółowa nr 62). Informacja ta będzie przesyłana do OSD niezwłocznie, po uzyskaniu do niej dostępu przez OSP. Dodatkowo, odnosząc się do przypadku wskazanego w uwadze, należy zaznaczyć, że brak ustanowienia zabezpieczenia finansowego nie musi być jedyną przyczyną zaprzestania działalności na RB przez URB.
46.	2.1.5.2.1.(2)	Uwaga analogiczna, jak do pkt 2.1.5.1.10.	Zamojska Korporacja Energetyczna SA	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 42.
47.	2.1.5.2.4.	Doprecyzowania wymaga sposób wymiany informacji o rozpoczęciu i wstrzymaniu przez URB bilansowania handlowego na terenie OSD.	EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	<u>Uwaga zostanie uwzględniona</u> Zapis pkt 2.1.5.2.4. zostanie doprecyzowany. Zwrot „informuje” zostanie zastąpiony zwrotem „informuje niezwłocznie faksem lub pocztą elektroniczną (e-mail)”. Szczegółowe dane teleadresowe będą określone w Umowie przesyłania pomiędzy OSD i OSP.
48.	2.1.5.2.4.	OSP powinien również informować OSD o dacie wejścia w życie umowy przesyłowej z nowym URB oraz dacie jej rozwiązania, jako terminach zgodnie z którymi dany URB odpowiednio może rozpocząć lub powinien zakończyć bilansowanie handlowe URD. Jest to o tyle ważne, że przekłada się na możliwość zawarcia i konieczność rozwiązania umowy dystrybucji pomiędzy danym OSD a tym URB.	PTPiREE	<u>Wyjaśnienie</u> Ponieważ lista MB, przyporządkowanych każdemu URB, dla obszaru sieci danego OSD, jest określona w Umowie przesyłania pomiędzy OSD i OSP, to w przypadku zawarcia lub rozwiązania Umowy przesyłania z danym URB, lista ta będzie uaktualniana aneksem do Umowy przesyłania pomiędzy OSD i OSP. Dzięki temu OSD będzie miał dostęp do informacji wnioskowanych w uwadze.
49.	2.1.6.3.(5)	Jakie dane będą potrzebne do monitorowania poprawności konfiguracji, w jakim trybie i w jaki sposób mają być one	Zakład Energetyczny Łódź – Teren S.A.	<u>Wyjaśnienie</u> Dane wykorzystywane do monitorowania

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		udostępniane przez OSD.		poprawności konfiguracji RB zostały wymienione w pkt 2.1.5.2.4. W miarę zdobywania doświadczeń przez OSD i OSP zakres tych danych może być modyfikowany. W wymagających tego przypadkach OSP przygotowuje stosowną aktualizację IRiESP – Bilansowanie.
50.	2.1.6.3.(5)	Należy sprecyzować jakie dane będą potrzebne do monitorowania poprawności konfiguracji, w jakim trybie i w jaki sposób mają być one udostępniane przez OSD.	PTPiREE	<u>Wyjaśnienie</u> Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 49.
51.	2.2.1.1.5.	Dopisać pkt. (4) o treści: „(4) zawarcia umowy dystrybucyjnej z OSD, zawierającej uregulowania dotyczące warunków realizacji umów sprzedaży energii, jeżeli URB występuje jako sprzedawca energii dla URD”.	EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> IRiESP - Bilansowanie nie reguluje zasad dotyczących występowania podmiotów w roli sprzedawców na „rynku detalicznym” (w obszarach sieci poszczególnych OSD). W tym kontekście tworzy ona jedynie niezbędny zakres infrastruktury rynkowej, między innymi poprzez możliwość dokonywania bilansowania handlowego na RB, koniecznej do funkcjonowania sprzedawców. Zasady dotyczące działania podmiotów w roli sprzedawców (lub POB) na „rynku detalicznym”, w tym konieczne do spełnienia wymagania, powinny być określone w IRiESD. Dopiero po wypełnieniu tych wymagań dany podmiot (w zgłoszonej uwadze URB) może działać jako sprzedawca (lub POB) na obszarze sieci danego OSD. Rozpoczęcie tej działalności nie oznacza jednak zmiany warunków udziału URB w RB. Jest to wyłącznie rozszerzenie zakresu jego działania, na obszar sieci danego OSD, które wymaga uregulowań w umowie

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				z tym OSD.
52.	2.2.1.1.5.	Należy dopisać podpunkt (4) o treści: „(4) zawarcia umowy dystrybucyjnej z OSD, zawierającej uregulowania dotyczące warunków realizacji umów sprzedaży energii, jeżeli URB występuje jako sprzedawca energii dla URD”.	PTPiREE	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 51.
53.	2.2.1.1.6.	Pkt (13) należy ograniczyć do IRiESP w części zatwierdzanej przez Prezesa URE.	EnergiaPro Koncern Energetyczny SA	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> IRiESP stanowi wzorzec umowny w rozumieniu art. 384 k.c. Obowiązek opracowania przez OSP IRiESP został nałożony przez ustawodawcę art. 9g. ustawy Prawo energetyczne. IRiESP jako wzorzec umowny została opracowana przez jedną ze stron Umowy przesyłania i prawidłowo zakomunikowana drugiej stronie, co wyczerpuje przesłanki art. 384 par. 1 k.c., wiąże drugą stronę. Tym samym powołane podstawy prawne wskazują na konieczność utrzymania zapisu pkt. 2.2.1.1.6. (13).
54.	2.2.1.1.6.(13)	Proponujemy wykreślenie tego punktu, podobnie jak i innych pkt. IRiESP (np. 2.2.1.1.10.(8)) zawierających jednoznaczne stwierdzenia o konieczności zobowiązania stron do stosowania w pełnym zakresie postanowień IRiESP. Jak pokazała sytuacja z ostatnich miesięcy, w tym wyroki sądowe, należy pozostawić tę sprawę jako element uzgodnień pomiędzy stronami umowy, tym bardziej, że zobowiązanie do przestrzegania IRiESP ma charakter zobowiązania umownego.	PTPiREE	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 53.
55.	2.2.1.2.1.6.	Proponujemy wykreślenie tego punktu oraz dokonanie korekt w innych punktach, tak aby OSD (jako duże przedsiębiorstwa z majątkiem) nie musiały przedkładać jakichkolwiek zabezpieczeń na poczet rozliczeń na RB, tym bardziej że będą one dotyczyły tylko zobowiązań wynikających z rozliczeń niezbilansowania.	PTPiREE	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> System zabezpieczeń służy do zapewnienia bezpieczeństwa finansowego wszystkich uczestników rynku. Aby system ten był kompletny musi również obejmować OSD, którzy występując w roli URB mogą posiadać

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				<p>zobowiązania finansowe na RB.</p> <p>Należy przy tym wskazać, że zawarte w IRiESP - Bilansowanie zasady zabezpieczeń finansowych dla OSD, jako URB_{OSD}, uwzględniają szczególny charakter zadań realizowanych przez OSD (pokrywanie strat energii) oraz fakt prowadzenia przez te podmioty działalności nadzorowanej przez Prezesa URE. W IRiESP wprowadzono bezwarunkową możliwość stosowania uproszczonych form zabezpieczeń finansowych, nie wymagających kontrolowania wysokości ani uzupełniania przedłożonego zabezpieczenia.</p>
56.	2.2.1.2.1.6. 2.2.1.2.1.7.	Dla OSD zasadne byłoby odstępianie od wymogu ustanowienia zabezpieczeń. Wielkość posiadanego majątku, rola na rynku energii oraz weryfikacja przy udzieleniu przez URE funkcji OSD, jednoznacznie gwarantuje stabilność finansową OSD.	<i>EnergiaPro Koncern Energetyczny SA</i>	<p><u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u></p> <p>Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 55.</p>
57.	2.2.1.2.1.6. i inne	URB_{OSD} , który jest właścicielem majątku sieciowego winien być zwolniony z przedkładania zabezpieczeń finansowych w zakresie rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym. Zakupy na RB będą w przypadku URB_{OSD} wręcz marginalne.	<i>Zamojska Korporacja Energetyczna SA</i>	<p><u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u></p> <p>Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 55.</p>
58.	2.2.1.2.1.10.	Odwołanie się w przedmiotowym punkcie do punktu 2.2.1.2.1 jest zbyt ogólne.	<i>EnergiaPro Koncern Energetyczny SA</i>	<p><u>Wyjaśnienie</u></p> <p>Brak możliwości stosowania w IRiESP sekcji, rozdziałów, podrozdziałów itd., wymusza stosowanie takiego typu odwoła .</p> <p>W przypadku wskazanym w uwadze odwołanie jest jednoznaczne, ponieważ z zapisów poszczególnych podpunktów pkt 2.2.1.2.1 wynika, które zasady są stosowane w odniesieniu do pozostałych URB, tj. URB nie wymienionych</p>

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				w pkt 2.2.1.2.1.1., pkt 2.2.1.2.1.5. oraz pkt 2.2.1.2.1.6.
59.	2.2.1.2.1.10.	Proponujemy aby URBS _{SD} podobnie jak OSD posiadał możliwość ustanowienia zabezpieczenia w formie weksła własnego in blanco. URBS _{SD} z uwagi na swoją specyfikę będzie szczególnym rodzajem przedsiębiorstwa obrotu, którego działania na rynku energii obarczone będzie dużo mniejszym ryzykiem dla płynności z tytułu rozliczeń na rynku bilansującym.	<i>PTPiREE</i>	<u>Wyjaśnienie</u> Zmiany w zasadach zabezpieczeń dla URBS _{SD} dopuszczają ustanowienie przez URBS _{SD} zabezpieczenia finansowego w formie weksła własnego in blanco wraz z deklaracją wekslową lub w innej uzgodnionej i zaakceptowanej przez OSP formie.
60.	2.2.1.2.1.10.	URBS _{SD} winien również na podstawie zapisów IRiESP - Bilansowanie móc przedłożyć weksel in blanco wraz z deklaracją wekslową z określoną kwotą do której weksel może zostać wypełniony, jako zabezpieczenie finansowe w zakresie rozliczeń za energię na Rynku Bilansującym (bez poręczania przez inny podmiot). Zwłaszcza, że URBS _{SD} jest podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe URD w przypadku, gdy nie wskażą w tym zakresie innego URB. Monitorowanie przedłożonych zabezpieczeń finansowych na zasadach ogólnych, z racji na możliwe zmiany URD przyporządkowanych do JG URBS _{SD} , jest bardzo kłopotliwe.	<i>Zamojska Korporacja Energetyczna SA</i>	<u>Wyjaśnienie</u> Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 59
61.	2.2.1.2.1.14. i inne	W ustawie – Prawo energetyczne nie mówi się o „umowie o świadczenie usług przesyłowych”, lecz „umowie o świadczenie usług przesyłania”. W związku z powyższych termin „umowa przesyłowa” wnioskujemy zastąpić terminem „umowa przesyłania”.	<i>Zamojska Korporacja Energetyczna SA</i>	<u>Uwaga zostanie uwzględniona</u> Wyrazy „Umowa przesyłowa”, występujące w różnych przypadkach w IRiESP – Bilansowanie, zostaną zastąpione użytymi w odpowiednich przypadkach wyrazami „Umowa przesyłania”.
62.	2.2.1.2.2.7.a	Nowy punkt „Jeżeli OSP podejmie działania, o których mowa w pkt. 2.2.1.2.2.7 ppkt (1) lub ppkt (2) to informację o podjęciu takich działań OSP niezwłocznie przekaże do Uczestnika Rynku Bilansującego typu Giełda Energii URBS _(GE) ”	<i>Towarowa Giełda Energii SA</i>	<u>Uwaga zostanie uwzględniona</u> Zapis o informowaniu przez OSP Uczestnika Rynku Bilansującego typu Giełda Energii (URBS _{GE}) o zaprzestaniu działalności URB na RB zostanie wprowadzony poprzez zmianę pkt

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p><i>Giełda Energii jest podmiotem organizującym rynek zgodnie z zasadami ustawy z dnia 26 października 2000r. o giełdach towarowych i organizującym na tej giełdzie obrót energią elektryczną. Giełda nie jest stroną transakcji oraz nie nabywa energii we własnym imieniu i na własny rachunek. Zgodnie z zapisami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej TGE musi być zbilansowana w każdej godzinie. Z uwagi na fakt, że Giełda nie może być aktywnym uczestnikiem na rynku energii elektrycznej musi posiadać informacje o zablokowaniu przez OSP podmiotu w zakresie Zgłaszania Umów Sprzedaży Energii odpowiednio wcześniej tak by nie dopuścić do zawarcia transakcji na rynku giełdowym przez dany podmiot. W przeciwnym wypadku grozi to rozbilansowaniem Giełdy i wszystkich podmiotów, które zawrą tego dnia transakcje na rynku giełdowym.</i></p>		<p>2.1.5.2.1.(1). Zwrot „OSP przesyła wszystkim OSD” zostanie zastąpiony zwrotem „OSP przesyła wszystkim OSD oraz URB_{GE}”.</p>
63.	3.1.3.2.(1)	<p>Zapis niekorzystny dla sprzedawców energii, gdyż jego zgłoszenia będą „jedyną drogą” do wskazania właściwej ilości energii przyjętych umów sprzedaży energii. W naszej ocenie należy zastosować mechanizmy weryfikacji i priorytetów jak to ma miejsce dla JG_O i JG_W.</p>	TOE	<p><u>Wyjaśnienie</u> Zapis pkt 3.1.3.2.(1) nie zabrania dokonywania zgłoszeń przez obie strony transakcji. Zapis ten jedynie dopuszcza nie dokonywanie zgłoszeń dla JG_{BI} przez OSP i OSD. Stąd w umowach dotyczących zakupu energii na pokrywanie strat można zastosować zarówno rozwiązanie polegające na dokonywaniu zgłoszeń przez obie strony transakcji, jak i rozwiązanie opierające się wyłącznie na zgłoszeniach strony sprzedającej.</p>
64.	3.1.3.2.(1)	<p>Zapis ten może być niekorzystny dla sprzedawców energii, gdyż jego zgłoszenia będą „jedyną drogą” do wskazania właściwej ilości energii przyjętych umów sprzedaży energii. W naszej ocenie należy zastosować mechanizmy weryfikacji i priorytetów jak to ma miejsce dla JG_O i JG_W.</p>	PTPiREE	<p><u>Wyjaśnienie</u> Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 63.</p>
65.	5.2.1.	<p>Wymagania techniczne dla układów pomiarowych zostały określone w załączniku nr 1 do rozporządzenia Ministra</p>	ENION S.A.	<p><u>Wyjaśnienie</u> IRiESP, w zakresie wymagań technicznych dla</p>

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		Gospodarki z dnia 04.05.2007r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Nie widzimy zatem podstaw prawnych by wymagania te zostały określone w IRiESP – warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci tj. części zatwierdzanej decyzją Zarządu PSE-Operator SA. Uważamy, że wymagania techniczne dla układów pomiarowych powinny być częścią IRiESP - „Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi” zatwierdzanej decyzją Prezesa URE, analogicznie jak dla IRiESD.		układów pomiarowych, precyzuje zapisy rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w odniesieniu do obszaru sieci przesyłowej oraz koordynowanej sieci 110 kV i jest zgodna z tymi zapisami.
66.	5.2.1.	Wymagania techniczne dla układów pomiarowych zostały określone w załączniku nr 1 do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 04.05.2007r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Nie widzimy zatem potrzeby by wymagania te zostały określone w IRiESP–Korzystanie.	<i>PTPiREE</i>	<u>Wyjaśnienie</u> Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 65.
67.	5.2.2.6.(4)	Proponujemy na końcu zdania umieścić zapis „OSD na terenie którego działania następuje dostawa energii elektrycznej.”.	<i>TOE</i>	<u>Uwaga zostanie uwzględniona</u> Zapis pkt 5.2.2.6.(4) zostanie doprecyzowany. Zwrot „są określone w IRiESD.” zostanie zastąpiony zwrotem „są określone w IRiESD tego OSD, w obszarze sieci którego następuje dostawa energii elektrycznej (są zlokalizowane PDE składające się na MB).”.
68.	5.2.2.7.(3)	Na dzień wejścia w życie Karty Aktualizacji nie wszyscy OSD będą posiadać system WIRE/UR a więc określenie „poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii tego OSD, na terenie którego znajdują się PDE składające się na dane MB.” należy zastąpić określeniem „poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii OSD albo Operatora Rynku tego OSD, na terenie którego OSD znajdują się PDE składające się na dane MB.”.	<i>TOE</i>	<u>Uwaga zostanie uwzględniona</u> Zapis pkt 5.2.2.7.(3) zostanie doprecyzowany. Zwrot „poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii tego OSD, na terenie którego znajdują się PDE składające się na dane MB.” zostanie zastąpiony zwrotem „poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii OSD albo Operatora Rynku tego OSD, jako URB_{OSD} , na

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
				<i>którego terenie działania znajdują się PDE składające się na dane MB.”.</i>
69.	5.2.2.8.	Wnioskujemy o wykreślenie niniejszego punktu, który w naszej ocenie wprowadza niezrozumiałe ograniczenie.	TOE	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> Zapis pkt 5.2.2.8. ma na celu zapewnienie odpowiedniego poziomu niezawodności i niezawodności danych pomiarowych, co w konsekwencji pozwala OSP uzyskać poprawne rezultaty procesu wyznaczania rzeczywistej ilości dostaw energii.
70.	5.2.2.8.	Proponujemy wykreślenie niniejszego punktu, który wprowadza niezrozumiałe ograniczenie.	PTPiREE	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 69.
71.	5.2.2.9.(9)	Należy określić przypadki, w których nie jest możliwe określenie wartości odpowiedniej danej.	PTPiREE	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> Zasady zawarte w przedmiotowym punkcie mają charakter ogólny i odnoszą się do sytuacji, gdy nie jest możliwe wyznaczenie wartości określonej wielkości. Nie jest zatem zasadne specyfikowanie zamkniętej listy przypadków, kiedy taka sytuacja może zaistnieć, ponieważ w kontekście przedmiotowych zasad jest istotne wystąpienie tej sytuacji a nie wskazywanie przyczyny bądź warunków, które ją wywołały. Ponadto, z praktycznych powodów, próba określenia zamkniętej listy przypadków jest obciążona ryzykiem stworzenia niekompletnej listy, co może skutkować niedookreśleniem zasad. Przykładem sytuacji, w której OSP nie może określić wartości odpowiedniej danej, jest brak danych pomiarowych pochodzących z FPP.
72.	5.2.2.14.(3)	Określenie „Przetwarzanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych w cyklu korygującym odbywa	TOE	<u>Uwaga zostanie uwzględniona częściowo</u> Zapis pkt 5.2.2.14.(3) zostanie doprecyzowany,

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>się w trybie analogicznym jak korygowanie rozliczeń ilościowych i wartościowych na RB.” Należy zastąpić określeniem „skorygowane wielkości ER dla korygowanej doby n są wyznaczone przez OSP od 1 do 10 dnia każdego miesiąca kalendarzowego jako wielkości zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń korygujących.”. W naszej ocenie taka konstrukcja jest bardziej precyzyjna i choć w istocie oznacza to samo jest bardziej właściwa.</p>		<p>uzyskując następujące brzmienie:</p> <p><i>„Korygującym – umożliwiającym skorygowanie wyznaczonych wcześniej wielkości ER. Wielkości ER dla doby n są wyznaczone przez OSP, w trybie analogicznym do korygowania rozliczeń ilościowych i wartościowych na RB, jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń korygujących.”</i></p> <p>W powyższej propozycji zapisów odstąpiono, w stosunku do postulatu zgłoszonego w uwadze, od precyzowania terminów wyznaczania danych. W miejsce tego wykorzystano odwołanie do już zdefiniowanych zasad.</p>
73.	<p>Działając w oparciu o prace Zespołu Trójstronnego; URE, PSE-Operator i TGPE proponujemy dokonanie zmian w IRiESP - Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi mających na celu uregulowanie kwestii płatności za energię wyprodukowaną podczas uruchomień jednostek wytwórczych poprzez zmianę zapisów punktów 5.3.1.3.7.2.1 i 5.3.1.3.7.3.1. Zmiana do realizacji przy Karcie aktualizacji B/3/2007 lub poprzez pilne przygotowanie nowej karty aktualizacji.</p>	<p>Rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej przez j-tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie h odbywa się według następujących cen:</p> <p>(1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej na Rynek Bilansujący w godzinie h przez j-tą JG_{Wr} odbywa się według ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych CRE_h obowiązującej w godzinie h. Cena CRE jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.4.</p> <p>(2) Dla Jednostek Grafikowych:</p>	TGPE	<p><u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u></p> <p>Zawarte w uwadze zagadnienie nie jest przedmiotem Karty Aktualizacji IRiESP.</p> <p><u>Wyjaśnienie dodatkowe</u></p> <p>Aktualnie OSP uczestniczy, wspólnie z przedstawicielami URE i TGPE, w pracach nad przygotowaniem zasad rozliczeń energii produkowanej podczas uruchomień JG wytwórczych aktywnych. Po opracowaniu odpowiednich rozwiązań OSP przygotowuje i przedstawi do konsultacji Kartę Aktualizacji IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi..</p>

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>(i) Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, oraz</p> <p>(ii) Wytwórczych aktywnych, które w danej godzinie:</p> <ul style="list-style-type: none"> – pracowały z załączonym układem regulacji pierwotnej lub wtórnej i nie uległy awarii w tej godzinie, <p>rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej przez j-tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie h odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h obowiązującej w godzinie h. Cena CRO jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.3.</p> <ul style="list-style-type: none"> – były uruchamiane, <p>rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej przez j-tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie h odbywa się według ceny CRU_h,</p> <p>gdzie:</p> $CRU_h = \max \{ (CRO_h; (CW_{\max} + \Delta U)) \}$ <p>cena rozliczeniowa odchylenia CRO_h obowiązującej w godzinie h jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.3.</p> <p>cena rozliczeniowa uruchomienia CRU_h jest wyznaczana jako $CW_{\max} + \Delta U$.</p> <p>(3) Dla Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}) rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej przez j-tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie h odbywa się według ceny rozliczeniowej CRO_{zh}, obowiązującej w godzinie h, powiększonej o składnik ΔK. Cena CRO_z jest wyznaczana zgodnie</p>		

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.3.</p> <p>(4) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej przez j-tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie h odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu CRO_{zh} obowiązujących w godzinie h. Cena CRO_z jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.3.</p>		
	5.3.1.3.7.3.1.	<p>Należność NSR_{jh} dla j-tej JG, za energię bilansującą nieplanowaną ΔESR_{jh} dostarczoną na Rynek Bilansujący przez JG w godzinie h jest wyznaczana według następujących zasad:</p> <p>(1) Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych należność NSR_{jh} dla j-tej JG_{wr} jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych CRE_h oraz ilości energii ΔESR_{jh}. Należność NSR_{jh} dla j-tej JG za energię ΔESR_{jh} dostarczoną w godzinie h jest wyznaczana według następującego wzoru:</p> $NSR_{jh} = CRE_h * \Delta ESR_{jh} \quad (5.62)$ <p>(2) Dla Jednostek Grafikowych:</p> <p>(i) Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, oraz</p> <p>(ii) Wytwórczych aktywnych, które w danej godzinie:</p> <ul style="list-style-type: none"> – pracowały z załączonym układem regulacji pierwotnej lub wtórnej i nie uległy awarii w tej godzinie, <p>należność NSR_{jh} dla j-tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h oraz ilości energii ΔESR_{jh}. Należność NSR_{jh} dla j-tej JG za energię ΔESR_{jh} dostarczoną w godzinie h jest</p>		

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		<p>wyznaczana według następującego wzoru:</p> $NSR_{jh} = CRO_h * \Delta ESR_{jh} \quad (5.63)$ <p>– były uruchamiane,</p> <p>należność NSR_{jh} dla j-tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej uruchomienia CRU_h oraz ilości energii ΔESR_{jh}. Należność NSR_{jh} dla j-tej JG za energię ΔESR_{jh} dostarczoną w godzinie h jest wyznaczana według następującego wzoru:</p> $NSR_{jh} = CRU_h * \Delta ESR_{jh} \quad (5.63.a)$ <p>(3) Dla Jednostki Grafikowej Bilansującej JG_{BI} należność NSR_{jh} dla j-tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu CRO_{Zh} powiększonej o składnik ΔK^- oraz ilości energii ΔESR_{jh}. Należność NSR_{jh} dla j-tej JG_{BI} za energię ΔESR_{jh} dostarczoną w godzinie h jest wyznaczana według następującego wzoru:</p> $NSR_{jh} = (CRO_{Zh} + \Delta K^-) * \Delta ESR_{jh} \quad (5.63.b)$ <p>(4) Dla pozostałych Jednostek Grafikowych należność NSR_{jh} dla j-tej JG jest równa iloczynowi ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu CRO_{Zh} oraz ilości energii ΔESR_{jh}. Należność NSR_{jh} dla j-tej JG za energię ΔESR_{jh} dostarczoną w godzinie h jest wyznaczana według następującego wzoru:</p> $NSR_{jh} = CRO_{Zh} * \Delta ESR_{jh} \quad (5.64)$		
74.	5.3.1.3.7.2.1.(3) i 5.3.1.3.7.2.2.(2)	Złożona propozycja nosi znamiona nierównego traktowania stron tj. URB. Z uwagi na znaczące utrudnienie prognozowania poboru energii przez odbiorców rozliczanych w oparciu o profilowy system rozliczeń (z uwagi na jego uśredniony – statystyczny charakter, dodatkowo połączony z niską częstotliwością odczytów klientów detalicznych co w efekcie powoduje brak bieżącej	<i>PTPiREE</i>	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> Nie jest możliwe wykreślenie przedmiotowych punktów, ponieważ w odniesieniu do JG_{BI} muszą być sprecyzowane zasady dotyczące ustalania cen za energię bilansującą. Funkcje JG_{BI} , w tym regulowany charakter działalności prowadzonej przez OSP i OSD poprzez te JG, uzasadnia

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		historii sprzedaży przy korygowaniu pozycji kontraktowej przez sprzedawców), powoduje iż zaplanowanie sprzedaży przez sprzedawców do w/w odbiorców będzie tak samo trudną sztuką jak zaplanowanie różnicy bilansowej. Wnioskujemy zatem o wykreślenie omawianego punktu.		zastosowanie cen rozliczeniowych bez składnika ΔK i nie powoduje nierównego traktowania stron.
75.	5.3.1.3.7.2.1.(3)	Złożona propozycja nosi znamiona nierównego traktowania stron - URB. Z uwagi na znaczące utrudnienie prognozowania poboru energii przez odbiorców rozliczanych w oparciu o profilowy system rozliczeń (z uwagi na jego uśredniony – statystyczny charakter, dodatkowo połączony z niską częstotliwością odczytów klientów detalicznych co w efekcie powoduje brak bieżącej historii sprzedaży przy korygowaniu pozycji kontraktowej przez sprzedawców), powoduje iż zaplanowanie sprzedaży przez sprzedawców do w/w odbiorców będzie tak samo trudną sztuką jak zaplanowanie różnicy bilansowej. Wnioskujemy zatem o wykreślenie omawianego punktu.	<i>TOE</i>	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 74.
76.	5.3.1.3.7.2.2.(2)	Złożona propozycja nosi znamiona nierównego traktowania stron - URB. Z uwagi na znaczące utrudnienie prognozowania poboru energii przez odbiorców rozliczanych w oparciu o profilowy system rozliczeń (z uwagi na jego uśredniony – statystyczny charakter, dodatkowo połączony z niską częstotliwością odczytów klientów detalicznych co w efekcie powoduje brak bieżącej historii sprzedaży przy korygowaniu pozycji kontraktowej przez sprzedawców), powoduje iż zaplanowanie sprzedaży przez sprzedawców do w/w odbiorców będzie tak samo trudną sztuką jak zaplanowanie różnicy bilansowej. Wnioskujemy zatem o wykreślenie omawianego punktu. Spełnienie naszego postulatu przemawia ponadto nad zmniejszeniem składnika ΔK^+ , o które wnioskujemy w punkcie 6 uwag ogólnych.	<i>TOE</i>	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 74 oraz w zakresie składnika ΔK^+ odpowiedź jak do uwagi ogólnej nr 6.

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
77.	5.3.1.6.5.	W związku z okresami odczytowymi 12 miesięcznymi w OSD, okres korekt na RB powinien wynosić 18 miesięcy, tj. co 12 miesięcy odczyt + okres weryfikacji i zgłoszenia do OSP.	<i>PTPiREE</i>	<u>Uwaga zostanie uwzględniona częściowo</u> Okres korekty zostanie przedłużony do 13 miesięcy. Korekta rozliczeń wykonywana w miesiącu <i>m</i> będzie dotyczyć poszczególnych dekad miesięcy <i>m-2</i> , <i>m-4</i> oraz <i>m-13</i> .
78.	5.3.1.6.5.	Długość okresu korygowanego winien wynosić 18 miesięcy. Jest to szczególnie istotne przy cyklach odczytowych dla grupy taryfowej „G” wynoszących 12 miesięcy.	<i>Zamojska Korporacja Energetyczna SA</i>	<u>Uwaga zostanie uwzględniona częściowo</u> Odpowiedź jak do uwagi szczegółowej nr 77.
79.	5.3.1.6.5.	Określenie „Korekta rozliczeń wykonywana w miesiącu <i>m</i> dotyczy poszczególnych dekad miesięcy <i>m-2</i> , <i>m-4</i> oraz <i>m-12</i> .” Jest dużym ograniczeniem wyznaczania rzeczywistej ilości energii na rynku bilansującym dla poszczególnych URB. Przyjęte rozwiązanie rozliczania część URD w oparciu o profilowy system rozliczeń powoduje konieczność ciągłego (comiesięcznego) korygowania ilości energii elektrycznej przypisanej do $_{FD}MD$, aż do dokonania odczytu ostatniego odbiorcy przypisanego do tego $_{FD}MD$. W innym przypadku część URB, będzie kredytowała innych URB poprzez niewłaściwe (sztuczne) rozliczenia pozycji na RB. Wnioskujemy zatem o wykreślenie przywołanego zdania, dając możliwość comiesięcznych korekt aż do miesiąca <i>m+12</i> .	<i>TOE</i>	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> W opinii OSP proponowane w Karcie Aktualizacji IRiESP zasady dokonywania korekt na RB zostały dostosowane do aktualnych potrzeb i możliwości w tym zakresie. Jednocześnie nie wprowadzają one ograniczeń odnośnie dokonywania rozliczeń poza RB. Zdaniem OSP docelowe rozwiązanie, analogicznie do rozwiązań funkcjonujących na większości rynków energii, powinno opierać się na krótkim okresie korygowania rozliczeń w ramach rynku hurtowego (np. tak jak dotychczas 4 miesiące) oraz dłuższym okresie korygowania rozliczeń na „rynkach detalicznych”, tj. w obszarach sieci poszczególnych OSD. Takie podejście pozwoli na ograniczenie złożoności procesu rozliczeń oraz uwzględnienie lokalnych możliwości i warunków w zakresie pozyskiwania danych pomiarowych (odczytu liczników).
80.	9.2.	Proponujemy dodać definicję „Różnica Bilansowa – ilość energii elektrycznej wyznaczana, dla każdej godziny doby <i>n</i> , jako różnica pomiędzy: (i) saldem ilości energii elektrycznej jaka wpłynęła	<i>TOE</i>	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona</u> W IRiESP - Bilansowanie nie jest stosowane pojęcie „Różnica bilansowa”, przez co nie jest konieczne wprowadzanie definicji tego pojęcia.

Lp.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSP
		i wypłynęła z obszaru działania danego OSD; oraz (ii) saldem ilości energii elektrycznej, która została wskazana przez OSD jako ilość sprzedana przez sprzedawców do odbiorców końcowych i wytworzona przez wytwórców przyłączonych do sieci OSD nie objętych Rynkiem Bilansującym.		
81.	9.2.	W związku z rozróżnieniem w IRiESP-Bilansowanie, planowanych do wprowadzenia kartą aktualizacji: „danych pomiarowych” i „danych pomiarowo-rozliczeniowych” przekazywanych odpowiednio przez OHT i OSD, dla jasności i przejrzystości należy wprowadzić ich definicję.	<i>PTPiREE</i>	<u>Uwaga zostanie uwzględniona</u> Wprowadza się następujące definicje: <i>Dana pomiarowa – wielkość zmierzona w FPP.</i> <i>Dana pomiarowo-rozliczeniowa – wielkość wyznaczona dla MD, MB i JG.</i>

4. Specyfikacja zmian do projektu Karty Aktualizacji nr B/3/2007 IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi

Lp.	Punkt	Brzmienie punktu
1.	Odpowiednie punkty	Wyrazy „Umowa przesyłowa”, występujące w różnych przypadkach w IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zastępuje się użytymi w odpowiednich przypadkach wyrazami „Umowa przesyłania”.
2.	2.1.3.8.	Dla F_{MB} reprezentujących dostawy energii użytkownikom systemu, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, nazywanych dalej również Uczestnikami Rynku Detalicznego (URD), obowiązują następujące wartości atrybutów:
	(1)	<i>Atrybut lokalizacji</i> w obszarze Rynku Bilansującego ma następujące wartości:
		(1.1) Obszar sieci pojedynczego OSD.
	(2)	<i>Atrybut typu</i> użytkownika systemu ma następujące wartości:
		(2.1) „O” – Punkty Dostarczania Energii (PDE) należące do URD typu odbiorca energii elektrycznej, reprezentujące odbiory energii elektrycznej.
		(2.2) „W” – PDE należące do URD typu wytwórca energii elektrycznej, reprezentujące źródła wytwarzania energii elektrycznej.
3.	2.1.3.9.	Ze względu na wartości atrybutów MB, reprezentujących dostawy energii realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, dla obszaru sieci pojedynczego OSD obowiązują następujące oznaczenia typów $F_{D}MB$:
	(1)	MB_O – zbiór PDE należących do URD typu odbiorca energii elektrycznej, reprezentujących odbiory energii elektrycznej.
	(2)	MB_W – zbiór PDE należących do URD typu wytwórca energii elektrycznej, reprezentujących źródła wytwarzania energii elektrycznej.
4.	2.1.3.10.	Jednostka Grafikowa jest to zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego. Jednostki Grafikowe są określane, na podstawie zasad zawartych w tej części IRiESP, przez poszczególnych Uczestników Rynku Bilansującego w uzgodnieniu z OSP oraz z odpowiednimi OSD, w przypadku gdy fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Rynku Bilansującego znajduje się w sieci dystrybucyjnej lub reprezentuje dostawy energii w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego.
5.	2.1.3.17.	Poszczególne rodzaje Jednostek Grafikowych charakteryzują się następującymi cechami:
	(1)	Jednostka Grafikowa Wytwórcza (JG _W) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (F_{MB}), w których

Lp.	Punkt	Brzmienie punktu
		do obszaru Rynku Bilansującego przyłączone są urządzenia lub instalacje jednostek wytwórczych.
	(2)	Jednostka Grafikowa Wytwórcza (JG_w) uczestnicząca w bilansowaniu zasobów KSE jest Jednostką Grafikową Wytwórczą aktywną (JG_{wa}).
		(2.1) W skład Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG_{wa}) wchodzi dokładnie jedna jednostka wytwórcza będąca Jednostką Wytwórczą Centralnie Dysponowaną (JWCD).
		(2.2) Operator Systemu Przesyłowego w pełni dysponuje mocą JWCD wchodzącą w skład JG_{wa} .
	(3)	Jednostka Grafikowa Wytwórcza (JG_w) nie uczestnicząca w bilansowaniu zasobów KSE jest Jednostką Grafikową Wytwórczą pasywną (JG_{wp}).
		(3.1) W skład Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej (JG_{wp}) wchodzi jedna lub więcej jednostek wytwórczych nie będących Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (nJWCD).
		(3.2) Operator Systemu Przesyłowego w ograniczonym zakresie dysponuje mocą jednostek wytwórczych nie będących Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (nJWCD), które są jednocześnie Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Koordynowanymi (JWCK) wchodzącymi w skład JG_{wp} .
		(3.3) Operator Systemu Przesyłowego nie dysponuje mocą jednostek wytwórczych nie będących JWCK wchodzących w skład JG_{wp} .
		(3.4) Konfiguracja JG_{wp} oraz zasady i zakres dysponowania mocą JWCK wchodzących w skład tej jednostki ustala OSP w porozumieniu z właściwym Uczestnikiem Rynku Bilansującego.
	(4)	Jednostka Grafikowa Wytwórcza (JG_w) służąca do rozliczenia ilościowego i wartościowego energii bilansującej planowanej oraz energii awarii (ΔEA) i energii wytwarzanej z powodu ograniczeń elektrownianych (ΔEOE) wszystkich Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych danego URB_w jest Jednostką Grafikową Wytwórczą rozliczeniową (JG_{wr}). Na Jednostkę Grafikową Wytwórczą rozliczeniową (JG_{wr}) składają się:
		(4.1) Wszystkie Jednostki Grafikowe Wytwórcze aktywne danego URB_w , lub
		(4.2) Wszystkie Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG_{ospa}) danego URB_w , w skład których wchodzi jednostka wytwórcza.
	(5)	Jednostka Grafikowa Odbiorcza (JG_o) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, w których do obszaru Rynku Bilansującego przyłączone są urządzenia lub instalacje odbiorcy energii (FZMB reprezentujące odbiorców) lub zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, poprzez które jest realizowana dostawa energii dla URD (FDMB).
		(5.1) Jednostka Grafikowa Odbiorcza (JG_o) jest jednostką pasywną, przyłączoną do sieci.
		(5.2) Nie jest wymagane by URD był właścicielem urządzeń lub instalacji przyłączonych w Miejscach Dostarczania Energii Rynku

Lp.	Punkt	Brzmienie punktu
		Bilansującego (MB) Jednostki Grafikowej Odbiorczej.
	(6)	Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej (JG_{WM}) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (FMB) albo zbiorem wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (wMB).
	(6.1)	Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, w których występują połączenia międzysystemowe.
	(6.1.a.)	Połączenia międzysystemowe łączą obszar Rynku Bilansującego z systemami elektroenergetycznymi, w których ruch sieciowy jest prowadzony przez zagranicznych Operatorów Systemów Przesyłowych lub zagranicznych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych.
	(6.1.b.)	Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}) jest jednostką pasywną, przyłączoną do sieci.
	(6.2)	Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG_{WUMU}) jest zbiorem wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, poprzez które są realizowane dostawy energii w ramach zawartych Umów Sprzedaży Energii w obrocie międzynarodowym (USE_{WM}). USE_{WM} są realizowane w ramach wymiany międzysystemowej równoległej, zgodnie z zasadami określonymi w niniejszej części IRiESP.
	(6.2.a.)	Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG_{WUMU}) jest jednostką pasywną, nieprzyłączoną do sieci.
	(6.2.b.)	Jednostka Grafikowa Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG_{WUMU}) należy do Uczestnika Rynku Bilansującego, który jest równocześnie Uczestnikiem Wymiany Międzysystemowej.
	(7)	Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego ($JGOSP$) jest zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (FMB), w których do obszaru Rynku Bilansującego są przyłączone urządzenia lub instalacje jednostek wytwórczych lub odbiorców energii w pełni dysponowane i bezpośrednio sterowane przez OSP.
	(7.1)	Nie jest wymagane by OSP był właścicielem urządzeń lub instalacji przyłączonych w Miejscach Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego ($JGOSP$), przy czym mogą to być:
	(7.1.a.)	Jednostki wytwórcze w elektrowniach szczytowo-pompowych.
	(7.1.b.)	Sterowane odbiory energii u odbiorców.
	(7.2)	Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego ($JGOSP$) należy do OSP jako Uczestnika Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}) lub do Uczestnika Rynku Bilansującego będącego właścicielem urządzeń lub instalacji. Decyzję w zakresie przynależności podejmuje OSP w porozumieniu z podmiotem, który jest właścicielem urządzeń lub instalacji.

Lp.	Punkt	Brzmienie punktu
		(7.3) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego (JGOSP) uczestnicząca w bilansowaniu zasobów KSE jest Jednostką Grafikową Operatora Systemu Przesyłowego aktywną (JGOSP _a).
		(7.3.a.) W skład Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego aktywnej (JGOSP _a) wchodzi nie więcej niż jedna jednostka wytwórcza będąca Jednostką Wytwórczą Centralnie Dysponowaną (JWCD).
		(7.3.b.) Operator Systemu Przesyłowego w pełni dysponuje i bezpośrednio steruje Jednostką Wytwórczą Centralnie Dysponowaną (JWCD) wchodzącą w skład JGOSP _a .
		(7.4) Jednostka Grafikowa Operatora Systemu Przesyłowego (JGOSP) nieuczestnicząca w bilansowaniu zasobów KSE jest Jednostką Grafikową Operatora Systemu Przesyłowego pasywną (JGOSP _p).
		(7.4.a.) W skład Jednostki Grafikowej Operatora Systemu Przesyłowego pasywnej (JGOSP _p) mogą wchodzić jednostki wytwórcze nie będące Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (nJWCD).
		(7.4.b.) Operator Systemu Przesyłowego część lub całość swoich uprawnień do dysponowania i bezpośredniego sterowania urządzeniami (jednostkami wytwórczymi i odbiorami) wchodzącymi w skład JGOSP _p ma prawo przekazać innym Uczestnikom Rynku Bilansującego.
		(7.4.c.) Konfiguracja JGOSP _p oraz zasady i zakres dysponowania i sterowania urządzeniami oraz instalacjami wchodzącymi w skład tej jednostki, ustala OSP w porozumieniu z podmiotem, który jest właścicielem urządzeń lub instalacji.
		(7.5) Dla Jednostek Grafikowych Operatora Systemu Przesyłowego, aktywnych oraz pasywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, w procesach realizowanych na Rynku Bilansującym: Zgłaszania danych handlowych i technicznych oraz Rozliczania kosztów bilansowania systemu i kosztów ograniczeń systemowych, stosuje się odpowiednio zasady jak dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych aktywnych oraz pasywnych, chyba że w zasadach szczegółowych tej części IRiESP określono inaczej.
	(8)	Jednostka Grafikowa Bilansująca (JGBI) jest zbiorem Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego, poprzez które jest domykany bilans energii elektrycznej w obszarze Rynku Bilansującego lub w obszarze sieci dystrybucyjnej danego OSD.
		(8.1) Jednostka Grafikowa Bilansująca (JGBI) jest jednostką pasywną, nieprzyłączoną do sieci.
		(8.2) Operator Systemu Przesyłowego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB _{BIL}), poprzez Jednostkę Grafikową Bilansującą (JGBI) dokonuje zakupów energii na pokrycie strat w sieci przesyłowej oraz potrzeb własnych stacji w sieci przesyłowej.
		(8.3) Operator Systemu Dystrybucyjnego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB _{OSD}), poprzez Jednostkę Grafikową Bilansującą (JGBI) dokonuje zakupów energii na pokrycie strat w sieci dystrybucyjnej oraz potrzeb własnych stacji w sieci dystrybucyjnej.

Lp.	Punkt	Brzmienie punktu
		(8.4) Do dnia 31 grudnia 2008 roku, funkcje JG_{BI} danego OSD mogą być realizowane w ramach JG_O należącej do URB typu Odbiorca sieciowy (URB_{SD}), działającego na obszarze sieci tego OSD. W przypadku korzystania przez OSD z powyższej możliwości, OSD będzie posiadał JG_{BI} bez przyporządkowanych MB.
	(9)	Jednostka Grafikowa Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{PO}) jest zbiorem wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (W_{MB}), poprzez które jest realizowany obrót energią elektryczną „ponad siecią” przez URB posiadającego koncesję na obrót energią elektryczną.
		(9.1) Jednostka Grafikowa Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{PO}) jest jednostką pasywną, nieprzył czoną do sieci.
		(9.2) Jednostka Grafikowa Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{PO}) jest zawsze definiowana jako podwójna, składająca się z Jednostki Grafikowej Zakupu Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{POZ}) i sprzężonej z nią Jednostki Grafikowej Sprzedaży Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{POS}).
	(10)	Jednostka Grafikowa Giełdy Energii (JG_{GE}) jest zbiorem wirtualnych Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (W_{MB}), poprzez które URB prowadzący giełdę towarową (URB_{GE}) realizuje w obszarze RB obrót energią elektryczną „ponad siecią” oraz dokonuje rozliczania transakcji zawartych na RB przez będące członkami giełdy Przedsiębiorstwa Obrotu.
		(10.1) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii (JG_{GE}) jest jednostką pasywną, nieprzył czoną do sieci.
		(10.2) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii podstawowa (JG_{GEP}) jest zawsze definiowana jako podwójna, składająca się z Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Zakupu (JG_{GEPZ}) i sprzężonej z nią Jednostki Grafikowej Giełdy Energii podstawowej Sprzedaży (JG_{GEPs}). Poprzez te jednostki jest realizowany obrót energią elektryczną „ponad siecią” (transakcje giełdowe).
		(10.3) Jednostka Grafikowa Giełdy Energii rozliczeniowa (JG_{GER}) jest zawsze definiowana jako dwie niepowiązane ze sobą jednostki: Jednostka Grafikowa Giełdy Energii rozliczeniowa Zakupu (JG_{GERZ}) i Jednostka Grafikowa Giełdy Energii rozliczeniowa Sprzedaży (JG_{GERs}). Poprzez te jednostki jest rozliczana energia niezbilansowania Przedsiębiorstw Obrotu (PO), będących członkami giełdy, wynikająca z przyjętych do realizacji transakcji dobilansowujących PO (transakcji pomiędzy JG_{GER} i JG_{PO}) oraz nieprzyjętych do realizacji transakcji giełdowych zawartych przez PO (transakcji pomiędzy JG_{GEP} i JG_{PO}).
	(11)	Jednostka Grafikowa Generacji Zewnętrznej (JG_{GZ}) jest definiowana przez zbiór Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego (MB) reprezentujących generację energii przez wytwórców lub pobór energii przez odbiorców poza obszarem Rynku Bilansującego. Operatorami Rynku dla JG_{GZ} są OSP lub OSD, pełniący w tym przypadku funkcje Operatora Handlowego. JG_{GZ} jest jednostką rezerwową, niewykorzystywaną w podstawowym modelu Rynku Bilansującego, która może być wykorzystana do obsługi sytuacji wyjątkowych lub awaryjnych.
6.	2.1.4.17.	Operator Systemu Przesyłowego ma prawo przekazać wybrane przez niego Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego aktywne (JG_{OSP_a}) oraz Jednostki Grafikowe Operatora Systemu Przesyłowego pasywne (JG_{OSP_p}) w posiadanie innego Uczestnika Rynku Bilansującego typu Wytwórca (URB_W), Odbiorca sieciowy (URB_{SD}) lub Przedsiębiorstwo Obrotu (URB_{PO}). W takim przypadku

Lp.	Punkt	Brzmienie punktu
		OSP może zachować prawo do dysponowania i bezpośredniego sterowania tymi jednostkami. Podstawą do przekazania przez OSP Jednostek Grafikowych JG_{OSPa} lub JG_{OSPp} w posiadanie innemu URB jest odpowiednia umowa pomiędzy OSP a tym URB.
7.	2.1.4.18.	Operator Systemu Przesyłowego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}), może posiadać również:
	(1)	Jednostki Grafikowe Wymiany Międzysystemowej Operatora Systemu Przesyłowego (JG_{WMO}), jeżeli dysponuje połączeniami międzysystemowymi i jest rozliczany na Rynku Bilansującym z odchyień od planowanych ilości energii na tych połączeniach.
8.	2.1.4.19.	Operator Systemu Przesyłowego, jako Uczestnik Rynku Bilansującego typu Przedsiębiorstwo Bilansujące (URB_{BIL}), nie może posiadać żadnej:
	(1)	Jednostki Grafikowej Wytwórczej aktywnej (JG_{Wa}).
	(2)	Jednostki Grafikowej Wytwórczej pasywnej (JG_{Wp}).
	(3)	Jednostki Grafikowej Wytwórczej rozliczeniowej (JG_{Wr}).
	(4)	Jednostki Grafikowej Giełdy Energii (JG_{GE}).
	(5)	Jednostki Grafikowej Wymiany Międzysystemowej Uczestnika Rynku Bilansującego (JG_{WUM}).
	(6)	Jednostki Grafikowej Przedsiębiorstwa Obrotu (JG_{PO}).
	(7)	Jednostki Grafikowej Odbiorczej (JG_{O}).
9.	2.1.5.1.6.	Przyporządkowanie URD do URB, jako podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe tego URD na RB, jest realizowane poprzez przyporządkowanie URD do $_{FD}MB$ o odpowiednich atrybutach, przy czym:
	(1)	Każdy Punkt Dostarczania Energii (PDE) danego URD typu odbiorca musi być przyporządkowany tylko do jednego URB.
	(2)	Każde PDE lub zbiór PDE należących do danego URD typu wytwórca, definiujący pojedynczą jednostkę wytwórczą lub zagregowaną jednostkę wytwórczą, tj. jednostkę składającą się z kilku pojedynczych jednostek wytwórczych, musi być przyporządkowany tylko do jednego URB.
10.	2.1.5.1.8.	Każdemu URB, z wyłączeniem URB_{OSD} , URB_{BIL} oraz URB_{GE} , niezależnie od zakresu bilansowania handlowego prowadzonego przez tego URB na obszarze sieci danego OSD, tzn. bez względu na zakres bilansowanych przez niego handlowo typów URD, są przyporządkowane następujące $_{FD}MB$: MB_O oraz MB_W . Wprowadzenie $_{FD}MB$ dla danego URB odbywa się zgodnie z zasadami określonymi w pkt 2.1.5.1.9 i nie jest uzależnione od spełnienia przez tego URB jakichkolwiek warunków, innych niż określone w tej części IRiESP, zarówno w relacji z OSP, jak i w relacji z OSD.
11.	2.1.5.1.9.	Wprowadzenie $_{FD}MB$ dla potrzeb reprezentacji dostaw energii realizowanych we fragmentach sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem

Lp.	Punkt	Brzmienie punktu
		Rynku Bilansującego jest realizowane według następujących zasad:
	(1)	W przypadku URB mających zawartą z OSP Umowę przesyłania:
		(1.1) OSP przesyła do każdego URB, z wyłączeniem URB _{OSD} , URB _{BIL} oraz URB _{GE} , aneks do Umowy przesyłania wprowadzający _{FD} MB (MB _O , MB _W) do definicji JG _O danego URB dla obszaru sieci każdego OSD. W przypadku, gdy URB posiada więcej niż jedną JG _O , to URB wskazuje OSP, do definicji których JG _O mają być włączone _{FD} MB. W przypadku, gdy URB nie posiada JG _O , to zostaje ona utworzona w ramach przedmiotowego aneksu.
		(1.2) OSP przesyła do każdego OSD aneks do Umowy przesyłania wprowadzający listę kodów _{FD} MB przyporządkowanych każdemu URB, z wyłączeniem URB _{OSD} , URB _{BIL} oraz URB _{GE} , dla obszaru sieci danego OSD. W przypadku, gdy z danym OSD jest zawierana nowa Umowa przesyłania, to lista kodów _{FD} MB jest zapisywana w Umowie przesyłania.
		(1.3) _{FD} MB danego URB są uaktywniane (wchodzą w życie) od początku nowego okresu rozliczeniowego na RB przypadającego po dacie otrzymania przez OSP podpisanych aneksów do Umowy przesyłania od tego URB i podpisanych aneksów do Umowy przesyłania od wszystkich OSD oraz w przypadku, gdy są zawierane nowe Umowy przesyłania z OSD, po dacie wejścia w życie Umów przesyłania z tymi OSD, lecz nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych po dacie otrzymania ostatniego z tych aneksów lub wejścia w życie ostatniej z tych Umów przesyłania. OSP informuje wszystkich OSD oraz odpowiedniego URB o dacie uaktywnienia _{FD} MB danego URB na trzy dni robocze przed datą ich uaktywnienia.
		(1.4) OSP realizuje działania określone w pkt (1.1) i (1.2) w terminie 30 dni od daty wejścia w życie tej części IRiESP, wprowadzającej zasady określone w tym punkcie.
	(2)	W przypadku URB zawierających z OSP Umowę przesyłania:
		(2.1) W Umowie przesyłania z URB są wprowadzone _{FD} MB (MB _O , MB _W) do definicji JG _O tego URB dla obszaru sieci każdego OSD.
		(2.2) Umowa przesyłania z URB wchodzi w życie w dacie określonej w tej umowie z wyłączeniem postanowień w zakresie _{FD} MB, tj. MB reprezentujących dostawy energii realizowane we fragmentach sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego.
		(2.3) W terminie 15 dni od daty wejścia w życie Umowy przesyłania z URB, OSP przesyła do każdego OSD aneks do Umowy przesyłania wprowadzający listę kodów _{FD} MB przyporządkowanych temu URB dla obszaru sieci danego OSD. W przypadku, gdy z danym OSD jest zawierana nowa Umowa przesyłania lista kodów _{FD} MB jest zapisywana w Umowie przesyłania.
		(2.4) _{FD} MB danego URB są uaktywniane (wchodzą w życie) od początku nowego okresu rozliczeniowego na RB przypadającego po dacie otrzymania przez OSP podpisanych aneksów do Umowy przesyłania od wszystkich OSD oraz w przypadku gdy są zawierane nowe Umowy przesyłania z OSD, po dacie wejścia w życie Umów przesyłania z tymi OSD, lecz nie wcześniej niż po 10 dniach kalendarzowych po dacie otrzymania ostatniego z tych aneksów lub wejścia w życie ostatniej z tych Umów przesyłania. OSP informuje wszystkich OSD oraz odpowiedniego URB o dacie uaktywnienia _{FD} MB danego URB na trzy dni

Lp.	Punkt	Brzmienie punktu
		robocze przed datą ich uaktywnienia.
12.	2.1.5.1.10.	W przypadku, gdy dany URB zaprzestanie, niezależnie od przyczyny, działalności na Rynku Bilansującym, to w zakresie należących do niego MB_O i MB_W , dotyczących obszarów sieci poszczególnych OSD, są dokonywane następujące zmiany w konfiguracji RB.
	(1)	MB_O , dotyczące obszaru sieci danego OSD, jest uwzględniane albo usuwane z konfiguracji RB zgodnie z poniższymi zasadami.
		(1.1) Jeżeli w Umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP i danym OSD została wskazana JG_O reprezentująca podmiot będący dla odbiorców, reprezentowanych w tym MB_O , sprzedawcą w przypadku zaprzestania dostarczania energii elektrycznej przez wybranych przez tych odbiorców sprzedawców (nazywany dalej również „sprzedawcą rezerwowym”), to MB_O zostaje przyporządkowywane do tej JG_O .
		(1.2) Jeżeli w Umowie przesyłania zawartej pomiędzy OSP i danym OSD nie została określona JG_O reprezentująca sprzedawcę rezerwowego, to MB_O zostaje usunięte z konfiguracji RB i w wyniku tego jest reprezentowane w JG_{BI} należącej do danego OSD.
	(2)	MB_W , dotyczące obszaru sieci danego OSD, jest usuwane z konfiguracji RB i w wyniku tego jest reprezentowane w JG_{BI} należącej do danego OSD.
		Powyższe korekty konfiguracji RB są realizowane bez dokonywania zmian w Umowach przesyłania. Jeżeli URB, który zaprzestał działalności na Rynku Bilansującym, jest jednocześnie Operatorem Rynku dla innych URB, to w okresie zaprzestania działalności na Rynku Bilansującym może on realizować funkcje Operatora Rynku dla tych URB.
13.	2.1.5.1.12.	W okresie przejściowym, tj. do dnia wejścia w życie zmian IRiESD danego OSD, uwzględniających wprowadzone w niniejszej części IRiESP rozwiązania w zakresie bilansowania handlowego URD na RB, są stosowane dla obszaru sieci tego OSD następujące odstępstwa od ogólnych zasad:
	(1)	Wszyscy Uczestnicy Rynku Detalicznego mogą być reprezentowani w MB_O .
14.	2.1.5.2.1.	Zmiana konfiguracji RB, w przypadku zaprzestania przez URB działalności na Rynku Bilansującym od doby n , jest realizowana według następującej procedury:
	(1)	OSP przesyła wszystkim OSD oraz URB_{GE} informację o dacie zaprzestania przez URB działalności na RB. Informacja jest przesyłana niezwłocznie, jednak nie później niż do godziny 7.30 doby $n-1$.
	(2)	OSP do godziny 8.00 doby $n-1$ wprowadza do konfiguracji RB datę doby $n-1$, jako datę ostatniego dnia udziału tego URB w RB. Tym samym od dnia następującego po tej dacie przestają być aktywne wszystkie JG należące do tego URB, przy czym w przypadku, gdy URB jest jednocześnie Operatorem Rynku dla innych URB, to nadal może on realizować funkcje w tym zakresie.
	(3)	OSP do końca doby n wprowadza dla obszaru sieci każdego OSD wymagane zmiany w zakresie konfiguracji RB, dotyczące przyporządkowania FD_{MB} do Jednostek Grafikowych.

Lp.	Punkt	Brzmienie punktu
15.	2.1.5.2.4.	W celu zarządzania konfiguracją RB są wymieniane następujące informacje pomiędzy OSP i OSD:
	(1)	OSD informuje niezwłocznie faksem lub pocztą elektroniczną (e-mail) OSP o dacie rozpoczęcia oraz dacie zakończenia (wstrzymania) przez danego URB bilansowania handlowego na obszarze sieci danego OSD. Powyższe zdarzenia są definiowane odpowiednio jako: włączenie do MB należącego do tego URB co najmniej jednego URD oraz usunięcie z MB należącego do tego URB wszystkich URD.
	(2)	OSP informuje niezwłocznie faksem lub pocztą elektroniczną (e-mail) OSD o otrzymaniu od nowego podmiotu wniosku o zawarcie Umowy przesyłania lub otrzymaniu od URB wniosku o rozwiązanie Umowy przesyłania.
16.	2.2.1.1.8.	Umowa przesyłania z Uczestnikiem Rynku Bilansującego, który jest jednocześnie OSD, może dodatkowo zawierać:
	(1)	Wskazanie dla danego URB pojedynczej Jednostki Grafikowej odbiorczej, należącej do innego URB, reprezentującej sprzedawcę rezerwowego dla odbiorców reprezentowanych w MB _O danego URB, przyłączonych do sieci OSD. W celu rozpoczęcia obowiązywania powyższego jest wymagane wprowadzenie odpowiadających temu zapisów do Umowy przesyłania pomiędzy OSP oraz URB, którego JG _O reprezentuje sprzedawcę rezerwowego.
17.	5.2.2.6.	W przypadku ER wynikających z fizycznych dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego:
	(1)	Rzeczywista ilość dostaw energii dla Jednostki Grafikowej jest wyznaczana przez OSP na podstawie danych pomiarowo-rozliczeniowych wyznaczonych dla MB oraz algorytmów agregacji.
	(2)	Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla MB są wyznaczane przez OSD na podstawie danych odpowiadających ilości energii pobranej i oddanej w Punktach Dostarczania Energii (PDE) oraz algorytmów wyznaczania danych dla MB.
	(3)	Algorytmy agregacji, o których mowa w pkt 5.2.2.6.(1), są określane w umowach o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej pomiędzy URB i OSP.
	(4)	Szczegółowe zasady w zakresie wyznaczania danych pomiarowo-rozliczeniowych dla MB, o których mowa w pkt 5.2.2.6.(2) są określane w IRiESD tego OSD, w obszarze sieci którego następuje dostawa energii elektrycznej (są zlokalizowane PDE składające się na MB).
18.	5.2.2.7.	Sposób pozyskiwania danych pomiarowych pochodzących z FPP jest uzależniony od położenia MB.
	(1)	Dla MB znajdujących się w podstawowym obszarze RB sposób pozyskiwania danych pomiarowych określony jest w IRiESP – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci.
	(2)	Dla MB znajdujących się w rozszerzonym obszarze RB pozyskiwanie danych pomiarowych jest realizowane dla FPPP i FPPR poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii (WIRE) Operatorów Pomiarów wskazanych przez URB, do których należą FPP.
	(3)	Dla MB reprezentujących dostawy energii w sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, dane pomiarowo-rozliczeniowe są pozyskiwane w podziale na ilość energii pobranej i oddanej przez wszystkich URD reprezentowanych w tym MB.

Lp.	Punkt	Brzmienie punktu
		Dane pomiarowo-rozliczeniowe dla MB są pozyskiwane poprzez Systemy Wymiany Informacji o Rynku Energii OSD albo Operatora Rynku tego OSD, jako URB_{OSD} , na którego terenie znajdują się PDE składające się na dane MB.
19.	5.2.2.14.	Przetwarzanie danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych energii na Rynku Bilansującym jest realizowane w następujących cyklach rozliczeniowych:
	(1)	Dobowym wstępnym – wielkości ER dla doby n są wyznaczone przez OSP w dobie $n+1$, jako niezatwierdzone, dla celów weryfikacji poprawności danych pomiarowo-rozliczeniowych i wyznaczonych wielkości ER.
	(2)	Dobowym podstawowym – wielkości ER dla doby n są wyznaczone przez OSP w dobie $n+4$ jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń.
	(3)	Korygującym – umożliwiającym skorygowanie wyznaczonych wcześniej wielkości ER. Wielkości ER dla doby n są wyznaczone przez OSP, w trybie analogicznym do korygowania rozliczeń ilościowych i wartościowych na RB, jako zatwierdzone, stanowiące podstawę do rozliczeń korygujących.
20.	5.2.4.1.4.	Dane pomiarowe z FPP dla doby n są pozyskiwane w trybie podstawowym wyznaczania ER w dobach od $n+2$ do $n+4$.
	(1)	Proces pozyskania danych do systemu CSPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OP na podstawie stwierdzonych braków oraz zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowych. Proces jest realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 w dobach $n+2$ i $n+3$ oraz w godzinach od 0.00 do 8.00 w dobie $n+4$.
	(2)	Pozyskanie danych do systemu CSPR może być również realizowane poprzez zainicjowanie procesu przez OSP na podstawie stwierdzonych braków danych pomiarowych. OP jest wówczas zobowiązany do przesłania odpowiednich danych do OSP w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następniej.
	(3)	Proces pozyskania danych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP do systemu CSPR jest realizowany w trybie ręcznym w dobie $n+3$ w godzinach od 12.00 do 15.00.
	(4)	Po zakończeniu procesu pozyskiwania danych pomiarowych są tworzone raporty kompletności i poprawności danych pomiarowych w FPP.
21.	5.2.4.2.5.	Dla potrzeb korygowania wyznaczonych wielkości ER dane pomiarowo-rozliczeniowe dla $_{FD}MB$ dla doby n są pozyskiwane w trybie korekty wyznaczania ER od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.
	(1)	Proces pozyskania danych do systemu CSPR w trybie automatycznym jest inicjowany przez OSD na podstawie stwierdzonych braków oraz zidentyfikowanych niepoprawnych danych pomiarowo-rozliczeniowych. Proces jest realizowany w godzinach od 0.00 do 8.00 i od 16.00 do 20.00 od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego.
	(2)	Pozyskanie danych do systemu CSPR może być również realizowane poprzez zainicjowanie procesu przez OSP na podstawie stwierdzonych braków danych pomiarowo-rozliczeniowych. OSD jest wówczas zobowiązany do przesłania odpowiednich danych do

Lp.	Punkt	Brzmienie punktu
		OSP w godzinach od 16.00 do 20.00 doby, w której proces ten został zainicjowany lub w godzinach od 0.00 do 8.00 doby następnego dnia.
	(3)	Proces pozyskania danych z systemu zdalnego odczytu danych pomiarowych OSP do systemu CSPR jest realizowany w trybie ręcznym od 1. do 5. dnia każdego miesiąca kalendarzowego w godzinach od 12.00 do 15.00.
	(4)	Po zakończeniu procesu pozyskania danych są tworzone raporty kompletności danych pomiarowo-rozliczeniowych dla $_{FD}MB$.
22.	5.3.1.3.7.2.1.	Rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej przez j -tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie h odbywa się według następujących cen:
	(1)	Dla Jednostek Grafikowych Wytwórczych rozliczeniowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej na Rynek Bilansujący w godzinie h przez j -tą JG_{wr} odbywa się według ceny rozliczeniowej energii ograniczeń elektrownianych CRE_h obowiązującej w godzinie h . Cena CRE jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.4.
	(2)	Dla Jednostek Grafikowych: (i) Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, oraz (ii) Wytwórczych aktywnych, które w danej godzinie: <ul style="list-style-type: none"> • pracowały z załączonym układem regulacji pierwotnej lub wtórnej i nie uległy awarii w tej godzinie, lub • były uruchamiane, rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej przez j -tą JG na Rynku Bilansującym w godzinie h odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h obowiązującej w godzinie h . Cena CRO jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.3.
	(3)	Dla Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}) rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej przez j -tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie h odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu CRO_{Zh} , obowiązującej w godzinie h , powiększonej o składnik ΔK . Cena CRO_Z jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.3.
	(4)	Dla pozostałych Jednostek Grafikowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} dostarczonej przez j -tą JG na Rynek Bilansujący w godzinie h odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia zakupu CRO_{Zh} obowiązujących w godzinie h . Cena CRO_Z jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.3.
23.	5.3.1.3.7.2.2.	Rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} odebranej przez j -tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie h odbywa się według następujących cen:
	(1)	Dla Jednostek Grafikowych:

Lp.	Punkt	Brzmienie punktu
		(i) Operatora Systemu Przesyłowego aktywnych, w skład których wchodzi jednostka wytwórcza, oraz (ii) Wytwórczych aktywnych, które w danej godzinie: <ul style="list-style-type: none"> • pracowały z załączonym układem regulacji pierwotnej lub wtórnej i nie uległy awarii w tej godzinie, lub • były uruchamiane, rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} odebranej przez j -tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie h odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia CRO_h obowiązującej w godzinie h . Cena CRO jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.3.
	(2)	Dla Jednostki Grafikowej Bilansującej (JG_{BI}) rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} odebranej przez j -tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie h odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży $CRO_S h$, obowiązującej w godzinie h , pomniejszonej o składnik ΔK^+ . Cena CRO_S jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.3.
	(3)	Dla pozostałych Jednostek Grafikowych rozliczenie energii bilansującej nieplanowanej ΔESR_{jh} odebranej przez j -tą JG z Rynku Bilansującego w godzinie h odbywa się według ceny rozliczeniowej odchylenia sprzedaży $CRO_S h$ obowiązujących w godzinie h . Cena CRO_S jest wyznaczana zgodnie z zasadami określonymi w pkt 5.3.1.3.4.3.
24.	5.3.1.6.5.	Korekty rozliczeń są realizowane dla poszczególnych dekad określonych miesięcy, zawierających się w okresie korygowanym. Po upływie okresu korygowanego rozliczenia są uznawane jako ostateczne. Długość okresu korygowanego wynosi 13 miesięcy poprzedzających miesiąc, w którym jest wykonywana korekta. Korekta rozliczeń wykonywana w miesiącu m dotyczy poszczególnych dekad miesięcy $m-2$, $m-4$ oraz $m-13$.

Zmiany w wykazie skrótów i oznaczeń oraz definicjach stosowanych pojęć

MB_w	–	Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego, poprzez które jest reprezentowany zbiór PDE, należących do URD typu wytwórca energii elektrycznej, reprezentujących źródła wytwarzania energii elektrycznej
Dana pomiarowa		Wielkość zmierzona w FPP.
Dana pomiarowo-rozliczeniowa		Wielkość wyznaczona dla MD, MB i JG.
Miejsce dostarczania energii rynku bilansującego (MB)		Określany przez OSP punkt w sieci objętej obszarem Rynku Bilansującego, reprezentujący pojedynczy węzeł albo grupę węzłów w sieci, lub umowny punkt „ponad siecią”, w którym następuje przekazanie energii pomiędzy Uczestnikiem Rynku Bilansującego a Rynkiem Bilansującym.