

**GÓRNOŚLĄSKI ZAKŁAD  
ELEKTROENERGETYCZNY SPÓŁKA AKCYJNA  
ul. Barlickiego 2, 44 – 100 Gliwice**

**Raport Górnośląskiego Zakładu  
Elektroenergetycznego SA  
z procesu konsultacji projektu IRiESD – część  
szczegółowa: Bilansowanie systemu  
dystrybucyjnego  
i zarządzanie ograniczeniami systemowymi**

Gliwice, 18 kwietnia 2006 r.



## 1. Przebieg procesu konsultacji

Raport z przebiegu procesu konsultacji zawiera zestawienie wszystkich uwag zgłoszonych przez użytkowników systemu oraz inne podmioty i sposób ich uwzględnienia przez Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny S.A. (zwany dalej GZE S.A.) jako podmiotu pełniącego funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Zestawione uwagi odnoszą się do projektu Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej – część szczegółowa: Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.

Działania podjęte przez GZE SA w procesie konsultacji przedstawiają się następująco:

L.p.	Data	Opis działania
1	1.02.2006 r. ÷ 29.03.2006 r.	Pisemne poinformowanie użytkowników systemu z grup taryfowych A, B oraz C2x o terminie i sposobie konsultacji projektu IRIESD. Zamieszczenie ogłoszenia prasowego o terminie i sposobie konsultacji projektu IRIESD.
2.	30.03.2006 r.	Ogłoszenie komunikatu GZE S.A. jako podmiotu pełniącego funkcję operatora systemu dystrybucyjnego dotyczącego opublikowania projektu IRIESD GZE S.A.
3.	30.03.2006 r.	Opublikowanie projektu IRiESD – część szczegółowa: Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi na stronie internetowej GZE SA wraz z zaproszeniem do składania uwag.
4.	30.03.2006 r. ÷ 14.04.2006 r.	Zbieranie uwag od użytkowników systemu dotyczących projektu IRiESD – część szczegółowa: Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
5.	15.04.2006 r. ÷ 18.04.2006 r.	Analiza zgłoszonych uwag przez użytkowników systemu pod kątem ich uwzględnienia w projekcie IRiESD – część szczegółowa: Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
6.	18.04.2006 r.	Opracowanie nowej wersji projektu IRiESD – część szczegółowa: Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi.
7.	18.04.2006 r.	Przedłożenie Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do zatwierdzenia projektu IRiESD – część szczegółowa: Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach i sposobie ich uwzględnienia.

**2. Lista podmiotów i osób fizycznych, które zgłosiły uwagi w procesie konsultacji**

<b>L.p.</b>	<b>Nazwa podmiotu</b>	<b>Dane adresowe</b>
1.	Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej	60 - 637 Poznań, ul. Wołyńska 22
2.	PKP ENERGETYKA	00 - 681 Warszawa, ul. Hoża 63/67
3.	PSE- Operator S.A.	00-496 Warszawa ul. Mysia 2
4.	Towarzystwo Obrotu Energią (TOE)	00-043 Warszawa, ul. Czackiego 7/9/11, lok. 107

### 3. Zestawienie uwag użytkowników systemu i innych podmiotów oraz sposób ich uwzględnienia

L.p.	Punkt	Uwagi i propozycje zmian w treści	Zgłaszający uwagi	Stanowisko OSD GZE S.A.
<b>Uwagi ogólne</b>				
1.		Niedopuszczalne jest zgodnie z obowiązującym prawem, przejmowanie odpowiedzialności za zobowiązania stron trzecich. W związku z tym niedopuszczalnym jest fakt obligatoryjnego i automatycznego przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie i rozliczanie odchyleń przez URB <sub>SD</sub> dla URD, w przypadku, gdy URB wskazany przez tego URD zaprzestał działalności na rynku bilansującym. Zapisy instrukcji powinny zabezpieczyć dla URD co najmniej miesięczny okres na znalezienie nowego URB, który będzie odpowiedzialny za jego bilansowanie.	PTPiREE	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Zostaną przeredagowane odpowiednie zapisy rozdziału D.
2.		Przyjęcie standardowych profili zużycia spowoduje nieuzasadnione koszty po stronie obecnych Spółek Dystrybucyjnych związanych z powiększeniem kosztów odchyleń, stąd nie powinno się ich stosować w rozliczeniach.	PTPiREE	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona</u> Naszym zdaniem umożliwienie klientowi korzystanie z profilu jest działaniem prorynkowym nie powodującym dla operatora systemu dystrybucyjnego zwiększenia kosztów związanych z wymianą liczników i dodatkowymi odczytami.
3.		<p>W pierwszej fazie wprowadzania nowego modelu rynku, należy ograniczyć ilość zmian sprzedawcy przez odbiorcę:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dla odbiorców grupy C - ilość zmian sprzedawcy przez odbiorcę do dwóch w ciągu kolejnych 12 miesięcy. Proces zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo (spółki dystrybucyjnej) nie powinien przekroczyć okresu 2 miesięcy,</li> <li>• Dla odbiorców grupy G - ilość zmian sprzedawcy przez odbiorcę do jednej w ciągu kolejnych 12 miesięcy. Proces zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo (spółki dystrybucyjnej) nie powinien przekroczyć okresu 3 miesięcy,</li> </ul> <p>Dla powyższych grup, należy zachować zasadę, iż rozwiązanie dotychczasowej umowy pomiędzy odbiorcą i przedsiębiorstwem energetycznym zintegrowanym pionowo (spółką dystrybucyjną) dokonywane powinno być na ostatni dzień miesiąca kalendarzowego. Rozwiązanie to odbywa się na zasadach oraz w terminach zapisanych w tej umowie, za wypowiedzeniem złożonym przez odbiorcę lub na mocy porozumienia stron,</p>	PTPiREE	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Zostaną przeredagowane odpowiednie zapisy rozdziału F.

	określając w tym przypadku termin jej rozwiązania w ten sposób, aby możliwe było dokonanie odczytów i rozliczeń odbiorcy przez przedsiębiorstwo energetyczne zintegrowane pionowo (spółkę dystrybucyjną). Termin ten nie może być wcześniejszy niż ostatni dzień miesiąca następującego po miesiącu, w którym odbiorca skutecznie poinformował OSD o zawarciu z nowym sprzedawcą umowy sprzedaży energii, a ten sprzedawca zgłosił tę umowę do OSD.		
4.	W IRiESD, ze względów technicznych i ekonomicznych oraz wymaganej optymalizacji kosztów prowadzonej działalności dystrybucyjnej (koncesjonowanej) oraz przyjętego modelu rynku, należy bezwzględnie przyjąć zasadę, iż okresem rozliczeniowym na rynku bilansującym powinien być jeden miesiąc, z możliwością przekazywania rzeczywistych danych pomiarowych za miesiąc poprzedni, do piątej doby miesiąca kolejnego.	PTPiREE	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona</u> Uważamy, że należy oddzielić rozliczenia rynku bilansującego i rynku detalicznego. Postulat rozliczenia rynku bilansującego miesięcznie jest słuszny jednak rozliczenie rynku detalicznego nie musi być współbieżne z tym rynkiem. Rozliczenie rynku detalicznego w przypadku klientów profilowych powinno być wtórne a okresy jego rozliczeń uzgodnione w umowie ( np. dwumiesięczne).
5.	Definicje URD, URB są nieprecyzyjne i mało czytelne dla odbiorcy w związku z powyższym należy dokonać doprecyzowania tych pojęć.	PTPiREE	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Przeredagowano odpowiednie zapisy pkt. A.1.4.
6.	Wymaganie dotyczące układów pomiarowo-rozliczeniowych, a w szczególności kat. B są wygórowane. Należy wprowadzić podział tej kategorii na dwie grupy.	PKP Energetyka	<u>Uwaga została uwzględniona</u> Zostanie wprowadzony dodatkowy podział kategorii B.
7.	W projekcie IRiESD brak jest procedur weryfikacji umów i zmiany sprzedawcy, co w efekcie końcowym może spowodować wydłużenie okresu zmiany sprzedawcy.	PKP Energetyka	<u>Uwaga nie została uwzględniona.</u> Weryfikacja umów wykonywana jest przed ich realizacją stad też odbywa się w standardowy trybie 14 dni. W praktyce sądzimy, że OSD wykonywać te czynność będzie bez zbędnych opóźnień, ponieważ
8.	W projekcie części szczegółowej IRiESD dotyczącej bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi (IRiESD – Bilansowanie) wprowadzono inną niż w IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESP – Bilansowanie) definicję Uczestnika Rynku Detalicznego (URD). Ze względu na konieczność zapewnienia spójności pojęciowej pomiędzy IRiESP oraz IRiESD, definicję użytą w IRiESD – Bilansowanie (punkt A.1.4.):  <i>Uczestnik Rynku Detalicznego – podmiot, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego będący wytwórcą energii albo odbiorcą energii mającym</i>	PSE –Operator S.A.	<u>Uwaga została uwzględniona.</u> Przeredagowano ptk. A.1.4

	<p><i>prawo wyboru sprzedawcy i <b>korzystającym</b> z tego prawa.</i></p> <p>proponuje się zastąpić definicją używaną w IRiESP – Bilansowanie (punkt 2.1.3.3.):</p> <p><i>Uczestnik Rynku Detalicznego – użytkownik systemu, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego będący wytwórcą energii albo odbiorcą energii mającym prawo wyboru sprzedawcy.</i></p> <p>Propozycja ujednoczenia definicji URD poprzez zastosowanie w obydwu dokumentach definicji używanej w IRiESP – Bilansowanie wynika z faktu, że określenie „...odbiorcą energii mającym prawo wyboru sprzedawcy i korzystającym z tego prawa.” zawarte w definicji wprowadzonej w IRiESD – Bilansowanie budzi pewne wątpliwości interpretacyjne, a przez to może wprowadzać ograniczenia w dostępie do wyboru podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD. Mianowicie, jako odbiorcy korzystający z prawa wyboru sprzedawcy, zgodnie z powyższą definicją, mogą być potraktowani tylko odbiorcy, którzy już skorzystali z tego prawa. Wówczas pozostali odbiorcy uprawnieni do wyboru sprzedawcy nie mieliby statusu URD i nie mogliby wybierać podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD. Powyższe wątpliwości mogą być jeszcze większe po 1 lipca 2007 r., kiedy to zgodnie z ustawą Prawo energetyczne wszyscy odbiorcy uzyskają prawo wyboru sprzedawcy.</p> <p>Wówczas nie będzie oczywiste czy odbiorca, który świadomie pozostanie u dotychczasowego sprzedawcy powinien być traktowany jako odbiorca korzystający z prawa wyboru sprzedawcy czy też nie.</p>		
9.	<p>W projekcie części szczegółowej IRiESD – Bilansowanie brak jest wyraźnego rozróżnienia dwóch rodzajów działalności spółki dystrybucyjnej (dwóch bytów), mianowicie działalności związanej z pełnieniem funkcji operatora systemu dystrybucyjnego i działalności związanej z prowadzeniem obrotu energią elektryczną, pomimo wprowadzonych pojęć operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) i odbiorcy sieciowego (URB<sub>SD</sub>). Mając na uwadze wymogi prawne dotyczące konieczności rozdzielenia do dnia 1 lipca 2007 r. tych działalności, wydaje się zasadne już dzisiaj usankcjonować to w IRiESD poprzez określenie funkcji i zadań realizowanych odpowiednio przez OSD i URB<sub>SD</sub>, a także spoczywającej na nich odpowiedzialności. Dokładne określenie przedmiotowych funkcji i zadań oraz odpowiedzialności tych</p>	PSE –Operator S.A.	<p><u>Uwaga nie zostanie uwzględniona</u></p> <p>Wyjaśnienie: Do momentu prawnego wydzielenia operatora sytemu dystrybucyjnego zgodnie z art. 9d Ustawy Prawo Energetyczne zakres działania OSD i odbiorcy sieciowego wykonywany będzie przez ten sam prawny podmiot. Mając na uwadze także okres obowiązywania Instrukcji w projektowanym kształcie na 12 miesięcy nie widzimy potrzeby bardziej szczegółowego rozróżnienia dwóch działalności.</p>

	podmiotów, jest szczególnie istotne z punktu widzenia prawidłowej realizacji procesu bilansowania handlowego podmiotów oraz przekazywania pomiarów i dokonywania rozliczeń, co bezpośrednio wpływa na praktyczne możliwości korzystania odbiorców z prawa wyboru sprzedawcy. Brak wyraźnego rozróżnienia funkcji i zadań realizowanych przez OSD i URB <sub>SD</sub> powoduje trudności interpretacyjne wielu zapisów, a także prowadzi do błędnego przypisania niektórych zadań, odpowiedzialności lub obowiązków.		
10.	W projekcie części szczegółowej IRiESD – Bilansowanie brak jest precyzyjnego określenia funkcji i zadań realizowanych przez podmioty odpowiedzialne za bilansowanie handlowe URD, sprzedawców i URB <sub>SD</sub> oraz wzajemnych relacji między nimi. W szczególności, nie precyzyjnie określone są relacje między sprzedawcą, który nie jest podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe URD i sprzedaje energię elektryczną danemu odbiorcy, podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe danego odbiorcy, tym odbiorcą oraz OSD i URB <sub>SD</sub> . W związku z powyższym, szereg zapisów jest trudnych do jednoznacznego zinterpretowania, zaś inne wydają się być zbyt skomplikowane i w wielu przypadkach nadmiarowe.	PSE –Operator S.A.	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona</u> Wyjaśnienie: W rozdziale D projektu IRiESD – Bilansowanie opisane są relacje pomiędzy podmiotami uczestniczącymi w bilansowaniu URD. URD wskazuje podmiot odpowiedzialny za bilansowanie i może to być URB <sub>SD</sub> lub inny URB. Sprzedawca natomiast, jeżeli tak się umówił z odbiorcą, rozlicza odchylenia z danym URB lub robi to sam odbiorca. Oczywiście taki sposób rozliczenia jest możliwy dla odbiorców grafikówych tj posiadających liczniki z transmisją danych. W przypadku odbiorców profilowych w każdym przypadku sprzedawca rozlicza ilościowe niezbilansowanie.
11.	Zamieszczone w projekcie części szczegółowej IRiESD – Bilansowanie zasady ustanawiania i zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe URD, w każdym przypadku przewidują dokonywanie odpowiednich zmian w umowach zawartych między URD, URB, URB <sub>SD</sub> i OSD. Dokonanie przedmiotowych zmian jest warunkiem koniecznym przejęcia odpowiedzialności za bilansowanie danego URD przez wskazanego URB lub URB <sub>SD</sub> , zaś brak dokonania takich zmian (w określonych przypadkach) skutkować może nielegalnym poborem energii elektrycznej. W sytuacji, w której dokonywana jest zmiana podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie na skutek decyzji handlowej (związanej ze zmianą sprzedawcy lub lepszymi warunkami prowadzenia bilansowania handlowego zaoferowanymi przez innego URB) spełnienie wymagań stawianych przez IRiESD – Bilansowanie, choć czasochłonne, jest możliwe. Natomiast w przypadkach „awaryjnych” (zaprzestanie prowadzenia działalności przez podmiot dotychczas odpowiedzialny za bilansowanie na skutek cofnięcia koncesji, bankructwa, itp.), spełnienie wymogów w zakresie podpisania	PSE –Operator S.A.	<u>Uwaga została uwzględniona.</u> Przeredagowane zostały zapisy rozdziału D

	<p>odpowiednich umów lub aneksów do umów przez URD w odpowiednim czasie (tak by uniknąć nielegalnego poboru) może być w praktyce niemożliwe. Wydaje się zatem, że zastosowanie takiego podejścia w znaczący sposób może wydłużać proces zmiany podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD (często tożsamego z procesem zmiany sprzedawcy), a także istotnie ograniczać aktywność odbiorców na rynku z uwagi na ryzyko stania się odbiorcą pobierającym energię elektryczną nielegalnie. Rozwiązaniem mogącym zabezpieczyć interesy URB<sub>SD</sub> i jednocześnie nie skutkującym dla odbiorcy nielegalnym poborem energii elektrycznej byłoby automatyczne przejmowanie przez URB<sub>SD</sub> odpowiedzialności za bilansowanie handlowe URD, przy ponoszeniu przez URD pełnych kosztów związanych z rozliczeniem energii elektrycznej pobranej lub dostarczonej przez takiego URD (rozliczenia według cen jakie ukształtowały się na RB – CRO<sub>S</sub> i CRO<sub>Z</sub>).</p> <p>W pozostałych przypadkach, zmiany podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie mogłyby się odbywać na podstawie odpowiednich zawiadomień (bez zmian zapisów umownych), zaś same umowy powinny stworzyć tylko pewną konstrukcję formalno-prawną opisującą wzajemne relacje między podmiotami i dającą podstawy do prowadzenia określonych działań.</p>		
12.	<p>W głównych zapisach opiniowana <i>Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Górnośląskiego Zakładu Elektroenergetycznego SA</i>. - część szczegółowa dotycząca bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi (zwana dalej IRiESD – Bilansowanie) uwzględnia postanowienia IRiESP opracowanej przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP), umożliwiając m.in. podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej uczestnictwo w Rynku Bilansującym (RB). W tym w szczególności podmiotom, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej na terenie rozpatrywanej Spółki nie objętej obszarem RB – w tym wytwórcom energii albo odbiorcom mającym prawo wyboru sprzedawcy i korzystającym z tego prawa, umożliwia wskazanie URB odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe na RB, na zasadach i warunkach określonych w IRiESD - Bilansowanie.</p>	TOE	Pkt nie wymaga wyjaśnień
13.	<p>Górnośląski Zakład Elektroenergetyczny SA jako jedna z dwóch spółek dystrybucyjnych zdecydował się na wprowadzenia do swojej IRiESD – Bilansowanie zasad wyznaczania, przydzielania i weryfikacji standardowych</p>	TOE	<p><u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: Uważamy, że URD profilowy nie powinien zmieniać</p>

	<p>profilu obciążeń. Pozostałe spółki w swoich IRIESD – Bilansowanie mimo wielu dyskusji, planowanego wprowadzenia w nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne zapisów implementujących tzw. standardowe profile obciążeń oraz licznych deklaracji z ich strony, co do wprowadzenia możliwości rozliczeń odbiorców przy wykorzystaniu tych profili IRIESD – Bilansowanie nie uwzględnia możliwości rozliczeń/bilansowania odbiorców przy wykorzystaniu profili. Fakt ten mimo uwag i wątpliwości odnośnie szczegółowych rozwiązań zawartych w punkcie G IRIESD – Bilansowanie nasze Towarzystwo ocenia bardzo pozytywnie. W tym zakresie podstawowe wątpliwości budzi jednak brak możliwości zmiany URB przez URD z wykorzystaniem profili obciążeń oraz niewyjaśniona w żaden sposób w punkcie G IRIESD – Bilansowanie procedura późniejszych rozliczeń Sprzedawcy przy wykorzystaniu profili.</p>		<p>URB, ponieważ całkiem niepotrzebnie będzie obciążony system wymiany informacji pomiędzy URB-ami a OSP. Rozliczenie URD profilowego na godzinowym rynku bilansującym i tak nie będzie miało miejsca – tak, więc agregowanie URD profilowego u innego URB nie jest uzasadnione. Na rynku pojawi się rozliczenie wtórne pomiędzy sprzedawcą sprzedającym dla URD profilowych a danym URB<sub>SD</sub>.</p>
14.	<p>Zaproponowane w ramach punktu C.3 wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowo – rozliczeniowych (zwracamy uwagę, że w IRIESD – Bilansowanie nie zdefiniowano jednoznacznie pojęcia systemy pomiarowo – rozliczeniowego co uniemożliwia odniesienie licznych zapisów do realiów rynku i wymogów ustawy – Prawo energetyczne i rozporządzenia „przyłączeniowego”) oraz wymagania techniczne dla układów transmisji danych są w wielu miejscach dyskusyjne oraz pozwalają w dalszym ciągu na swobodne – uznaniowe (przez OSD) traktowanie wymagań, co do układów pomiarowo – rozliczeniowych i transmisji danych (patrz uwaga szczegółowa dot. systemów transmisji danych). Według naszych danych dotychczasowe zapisy IRIESD o podobnym brzmieniu spowodowały w wielu przypadkach blokowanie możliwości zmiany sprzedawcy oraz zasady TPA.</p>	TOE	<p><u>Uwaga nie zostanie uwzględniona</u> Wymagania techniczne dotyczące układów pomiarowo-rozliczeniowych zostały określone na minimalnym wymaganym poziomie, jaki będzie wymagany przy funkcjonowaniu rynku energii, zaproponowanego w zapisach IRiESP opracowanej przez OSP. Natomiast układy transmisji danych pomiarowych są wymagane dla wszystkich URD grafikowych, ponieważ IRiESP zobowiązuje OSD do przekazywania danych pomiarowych w dobie n+1 za dobę handlową n.</p>
15.	<p>Zgodnie z IRIESD - Bilansowanie, jeśli URD nie wskaże URB odpowiedzialnego za bilansowanie, odbiorca sieciowy rozlicza go za jego niezbilansowanie. Nie ma żadnych algorytmów oraz zasad tych rozliczeń w tym zakresie, a był to jeden z głównych przedmiotów krytyki przedsiębiorstw obrotu oraz licznych odbiorców energii elektrycznej. Spółki dystrybucyjne opracowywały takie algorytmy, które eliminowały nieuzasadnione korzyści wynikające z wzajemnego znoszenia się niezbilansowania u różnych odbiorców, jednak nie znalazły się one w projekcie IRIESD - Bilansowanie.</p>	TOE	<p><u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: Uważamy, że URD grafikowy od czasu wejścia w życie nowych instrukcji zmieni dotychczasowego URB i w URB<sub>SD</sub> pozostaną URD profilowi. W przypadku, kiedy grafikowy URD będzie chciał być bilansowany w URB<sub>SD</sub> to nie ma przeszkód rozliczać go na dotychczasowych zasadach. Dla takich odbiorców zasady rozliczeń będą takie same jak dla URB na rynku bilansującym. Nie przewidujemy prowadzenia rynku lokalnego z odrębnym cenotwórstwem i zasadami.</p>
16.	<p>Brak w IRiESD odniesienia, jak to ma miejsce w punkcie 1.2.3. IRiESP, do</p>	TOE	<p><u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u></p>

	art. 384 §1 Kodeksu cywilnego.		Nie widzimy potrzeby odnoszenia się do KC.
17.	Proponujemy ujednoczenie stosowania przyjętych w IRIESD – Bilansowania skrótów, w wielu miejscach mimo wprowadzenia skrótu, autorzy raz posługują się skrótami, raz pełnymi nazwami, co w znaczny sposób utrudnia analizę dokumentu.	TOE	<u>Uwaga zostanie uwzględniona.</u> Tekst zostanie uporządkowany pod tym względem.
<b>Uwagi szczegółowe</b>			
18.	A.1.12 Biorąc pod uwagę ilość spółek dystrybucyjnych oraz czas konsultacji, śledzenie zmian IRiESD jest znacznie ograniczone, proponuje się zatem wprowadzenie informacji o zmianach w dostępnych serwisach branżowych oraz np. na stronie URE.	PKP Energetyka	<u>Uwaga zostanie uwzględniona</u> poprzez publikowanie informacji o rozpoczęciu konsultacji na internetowym serwisie branżowym. Brzmienie pkt. A.1.12 po zmianie: Proces wprowadzania zmian IRiESD-Bilansowanie jest przeprowadzany według następującego trybu: a) Operator Systemu Dystrybucyjnego opracowuje projekt nowej IRiESD-Bilansowanie albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej oraz informacje o jego publikacji internetowym serwisie branżowym, wraz z projektem nowej IRiESD-Bilansowanie albo projektem Karty aktualizacji OSD publikuje na swojej stronie internetowej komunikat, informujący o rozpoczęciu procesu konsultacji zmian IRiESD-Bilansowanie, miejscu i sposobie nadsyłania uwag oraz okresie przewidzianym na konsultacje.
19.	A.3.1.1 Należy dodać literę d) o treści Uczestnik Rynku Detalicznego (URD).	PKP Energetyka	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> URD nie uczestniczy bezpośrednio w rynku bilansującym. W pkt tym określani są tacy właśnie uczestnicy.
20.	A.3.3.4 W treści zapisu jest odniesienie do URD (Uczestnik Rynku Detalicznego), w części definicji jednak brak jest definicji URD, należy ją zamieścić.	PKP Energetyka	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> W pkt A.1.4. URD jest zdefiniowany
21.	A.3.3.6 Treść tego punktu niejednoznacznie definiuje jakie zapisy powinny być uregulowane i konkretnie do jakich umów. Naszym zdaniem powinno się zawrzeć ogólną treść zapisu oraz wymienić umowy.	PKP Energetyka	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Szczegółowy opis tego procesu jest w części D
22.	A.4.3 Brak jest wymagań dotyczących umów pomiędzy OSD i URB	PKP Energetyka	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Wymagania dla tego typu umów są w pkt A.4.3.3

23.	B.2	Brak jest procedur weryfikacji i powiadomień uczestników rynku.	PKP Energetyka	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Powiadomienia w takich sprawach są realizowane niezwłocznie.
24.	C	W tej części brak jest zapisów dotyczących pozyskiwania danych. Może to rodzić sytuację, że odbiorca będzie zmuszony do przekazywania danych pomiarowych do OSD (patrz część ogólna). Trzeba jednoznacznie zapisać, że OSD pełniący funkcję OP na własny koszt pozyskuje dane pomiarowe z układów pomiarowo-rozliczeniowych.	PKP Energetyka	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Poczynania odbiorcy mają bezpośrednio wpływ na ponoszenie kosztów i przede wszystkim na czas i jakość pozyskiwania danych przez OSD. Dla przykładu udostępniony przez odbiorcę rodzaj komunikacji (GSM, GPRS, PSTN) wpływa bezpośrednio na pracę i koszty OSD. Wprowadzając wprost zapis ponoszenia kosztów pozyskiwania danych bez względu na poczynania po stronie klienta stwarza naszym zdaniem ryzyko niekontrolowanego wzrostu kosztów OSD.
25.	C.3.1.4	Zapis w pkt. mylnie wprowadza uczestników jako korzystających z rynku bilansującego, w praktyce wszyscy poprzez URB korzystają z rynku bilansującego. Naszym zdaniem powinno dotyczyć tylko i wyłącznie uczestników przyłączonych do sieci przesyłowej lub wskazanych przez OSP (poszerzenie obszaru bilansowania). Brak uszczegółowienia zapisów może powodować, że wszyscy uczestnicy rynku muszą posiadać kontrolne układy pomiarowe.	PKP Energetyka	<u>Uwaga zostanie uwzględniona.</u> Zapis przyjmuje nowe brzmienie : Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, będące bezpośrednimi uczestnikami rynku bilansującego instalują do celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez operatora sieci przesyłowej w IRiESP.
26.	C.3.1.7	Naszym zdaniem zgrupowanie w jednej kategorii B kładow pomiarowo-rozliczeniowych jest niewłaściwe. Powinna ona być w kat. A być podzielona na dwie grupy. Nie można tymi samymi kategoriami traktować odbiorców o mocy 700 kW i 15000 kW. Takie podejście może doprowadzić do tego, że koszt dostosowania układów pomiarowych może sięgnąć nawet dwóch miesięcznych opłat za dostarczoną energię elektryczną . Wydaje się zasadnym, że podział grupy powinien być w następujący sposób: - kat.B1 o mocy przyłączeniowej 5MW i wyższej na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1kV. - kat.B2 o mocy przyłączeniowej nie większej niż 5MW na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1kV. W przypadku kat. B1 układy powinny spełniać warunki wymienione w projekcie instrukcji dla kat. B, zaś dla kat. B2 z zabudowanie tylko jednego licznika dobowo-godzinowego, bez	PKP Energetyka	<u>Uwaga zostanie uwzględniona.</u> Zostanie wprowadzony dodatkowy podział kategorii B na dwie odrębne : <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kat. B1 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej wyższej lub równej 1 MW</li> <li>• Kat. B2 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 1 MW.</li> </ul> Uwaga jest uzasadniona w odniesieniu do ponoszenia kosztów dostosowania układów pomiarowych. Natomiast proponowana granica 5 MW zastosowania tylko 1 licznika podstawowego bez licznika kontrolnego jest naszym zdaniem zbyt wysoka. Zastosowano granicę 1 MW.

		zabudowy licznika kontrolnego (kat. B1 – dwa liczniki dobowo-godzinowe, jeden podstawowy i jeden kontrolny).		Szczegółowe zapisy wymagań na kategorii B w pkt. C 3.3. zostaną dostosowane do nowego podziału.
27.	C.3.1.9	Zapis tego pkt w praktyce umożliwia na wydanie innych lokalizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych, powodując znaczne wydatkowanie kosztów. Naszym zdaniem powinno unikać się takich zapisów, które w swojej formie umożliwiają postawienie bariery w korzystaniu z zasady TPA. Dlatego zapis ten w tej części instrukcji nie powinien być zawarty.	PKP Energetyka	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Naszym zdaniem obawy klienta są nieuzasadnione. Tym bardziej, że ogólne zasady lokalizacji układów pomiarowych są zawarte w pkt. C.3.1.3. instrukcji a omawiany punkt określa jedynie dokument, w którym lokalizacja ta ma się znajdować.
28.	C.3.1.12	W tym pkt zawarty jest zapis dotyczący współczynnika $FS \leq 5$ . naszym zdaniem ta wielkość jest znacznie wygórowana. Trzeba zaznaczyć, że większość przekładników zabudowanych obecnie jest ze współczynnikiem równym 10. koszt wymiany przekładników jest bardzo znaczny. Należy dodać, że zwiększenie współczynnika może w skrajnym przypadku doprowadzić do uszkodzenia liczników, jednak w przypadku naszych obiektów na zabudowanych ponad 25 tys. przekładników nie nastąpiło uszkodzenie z tego tytułu. Dlatego głównie od właściciela układu pomiarowo-rozliczeniowego powinno zależeć dobór współczynnika dla przekładników (to właściciel jest zobowiązany do naprawy i wymiany układu pomiarowo-rozliczeniowych). Na dzień dzisiejszy większość producentów przekładników dopuszcza i daje gwarancje na poprawną pracę w układach pomiarowych dla współczynnika równego 10. Dlatego wnioskujemy o zmianę na $FS \leq 10$ .	PKP Energetyka	<u>Uwaga zostanie uwzględniona.</u> Zapis przyjmie nowe brzmienie: Współczynnik bezpieczeństwa przyrzędu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych nowozabudowanych oraz modernizowanych z innych względów niż wyłączone dopasowanie FS powinien być $\leq 5$ . Zgadzamy się ze stwierdzeniem, że konieczność wymiany przekładników prądowych jedynie ze względu na FS jest nieuzasadnionym kosztem i może stanowić barierę w dostępie do zasady TPA. Jednakże całkowita rezygnacja z wprowadzenia $FS \leq 5$ jest niezasadna. Tym bardziej, że bardzo często ochrona dotyczy liczników własności OSD.
29.	C.3.1.14	Zapis wymaga doprecyzowania wobec pkt C.3.1.15. Taki zapis może wprowadzić dowolność w interpretacji np. czy wymiana licznika jest modernizacją układu pomiarowego, czy posiadanie układu pomiarowego umożliwiającego rozliczenia dobowo-godzinowe z niedostosowanymi do wymogów przekładników (np. $FS=10$ ) pozwala na skorzystanie z zasady TPA.	PKP Energetyka	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Odpowiedź zawarta w uwagach szczegółowych nr 28.
30.	C.3.1.15	Analogicznie jak w pkt. C.3.1.14	PKP Energetyka	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Odpowiedź zawarta w uwagach szczegółowych nr 28.
31.	C.3.2.7	Zapis ten należy uszczegółwić, stoimy na stanowisku, że transmisja „on-line” nie jest niezbędna do prawidłowego rozliczenia. Trzeba zaznaczyć, że mimo ponoszenia przez OSD (bezpośrednio z projektu IRiESD nie wynika, ale mamy nadzieję,	PKP Energetyka	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Zapis punktu 3.2.7 dotyczy tylko Wytwórców na napięciu 110 kV kat. A1 i A2. Transmisja „on-line” nie dotyczy odbiorców od kat. A1 do C1.

		że OSD/OP będzie ponosić koszty pozyskiwania danych pomiarowych) kosztów pozyskiwania danych może nastąpić przypadek braku dostępności przez URD do układu pomiarowo-rozliczeniowego.		
32.	D	Zapis w tym pkt wymaga doprecyzowania o procedury i terminy, brak zawartych procedur może spowodować, że zmiana lub wyznaczenia URB może wydłużać się w czasie.	PKP Energetyka	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Naszym zdaniem rozdział D określa dostatecznie dobrze zmianę URB
33.	A.1.4	Zapis ten jest nie spójny z definicją URD zawartą w IRiESP – Bilansowanie i może być interpretowany jako ograniczający zbiór odbiorców mogących skorzystać z prawa wskazania URB (innego niż URB <sub>SD</sub> ) odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe, wyłącznie do odbiorców już <b>korzystających</b> z prawa wyboru sprzedawcy. W celu uzyskania spójności pojęciowej pomiędzy IRiESP oraz IRiESD oraz uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych proponuje się wykreślić słowa: „i korzystającym z tego prawa”.	PSE –Operator S.A.	<u>Uwaga została uwzględniona.</u> Zmieniono zapisy pkt. A.1.4
34.	A.3.2.2	Zapis ten definiuje podstawowy obszar Rynku Bilansującego jako sieć przesyłową oraz miejsca w sieci dystrybucyjnej o napięciu 110 kV, do których są przyłączone jednostki wytwórcze centralnie dysponowane przez OSP tzw. JWCD. Zgodnie z punktem 2.1.2.2. IRiESP – Bilansowanie, na podstawowy obszar Rynku Bilansującego składa się również punkt „ponad siecią”, poprzez który w Rynku Bilansującym uczestniczą podmioty nieprzyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.  W celu uzyskania spójności pojęciowej pomiędzy IRiESP oraz IRiESD proponuje się przyjąć definicję zawartą w IRiESP – Bilansowanie.	PSE –Operator S.A.	<u>Uwaga została uwzględniona.</u> Zmieniono zapisy pkt. A.3.2.2
35.	D.2	Zapis ten wskazuje jako warunek konieczny realizacji funkcji bilansowania handlowego URD przez URB <sub>SD</sub> podpisanie odpowiedniej umowy pomiędzy tymi podmiotami. Zakładając, że definicja URD nie ogranicza zbioru odbiorców mogących wskazywać podmiot odpowiedzialny za bilansowanie handlowe wyłącznie do tych którzy już korzystają z prawa wyboru sprzedawcy, pojawia się wątpliwość czy oznacza to konieczność podpisania przedmiotowych umów przez wszystkich wytwórców i odbiorców bilansowanych dotychczas handlowo w ramach	PSE –Operator S.A.	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Wytwórcy oraz odbiorcy aktualnie korzystający z TPA powinni dostosować umowy do nowych zasad i reguł opisanych w nowej IRiESD. Będzie to jednak proces. Sądzimy, że, jeżeli podmiot nie będzie wyrażał chęci zmiany dotychczasowego URB to nie koniecznym będzie zawieranie nowej umowy na bilansowanie.

		jednostki grafkowej $URB_{SD}$ i pozostających w tej jednostce grafkowej, pomimo posiadania prawa wyboru sprzedawcy.		
36.	D.3	Zapisy niniejszego punktu określają zawartość umowy bilansowania handlowego zawieranej pomiędzy $URB_{SD}$ a URD. Wydaje się, że zawartość takiej umowy nie powinna być przedmiotem IRiESD OSD.	PSE –Operator S.A.	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> W tej fazie rozwoju rynku energii elektrycznej uważamy, że zawartości tych umów powinna być określona w instrukcji, zwłaszcza że funkcje OSD i odbiorcy sieciowego pełni ten sam podmiot.
37.	D.5	Zapis ten sugeruje, że odpowiednie zmiany w umowach pomiędzy URD, OSD, URB, $URB_{SD}$ i OSP powinny być dokonywane każdorazowo przed zmianą podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD. Takie rozwiązanie wydaje się dosyć skomplikowane i dość czasochłonne. Znacznie prostszym a jednocześnie równie skutecznym rozwiązaniem powinno być dokonywanie przedmiotowych zmian podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe URD na podstawie odpowiednich zgłoszeń, które składane byłyby na podstawie i w trybie określonym wcześniej w ww. umowach.	PSE –Operator S.A.	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Zapisy nie ograniczają zastosowania proponowanego rozwiązania. W umowach pomiędzy uczestnikami mogą być zapisy o formach i trybach zmian np. na podstawie zgłoszeń.
38.	D.8. D.9. D.10. D.13.	Zapisy zawarte w przedmiotowych punktach określają warunki przejmowania odpowiedzialności za bilansowanie handlowe URD przez $URB_{SD}$ w sytuacji zaprzestania działalności na Rynku Bilansującym URB dotychczas odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe tego URD. Warunkiem przejścia takiej odpowiedzialności jest podpisanie odpowiednich umów lub aneksów do umów (D.8.) oraz skuteczne poinformowanie OSD i $URB_{SD}$ przez OSP o zmianie URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD z odpowiednim wyprzedzeniem (D.9.). W przypadku nie dopełnienia powyższych formalności, $URB_{SD}$ ma prawo nie przyjmować zgłoszeń Umów Sprzedaży Energii a OSD ma prawo wstrzymać świadczenie usługi dystrybucji, czego skutkiem jest nielegalny pobór energii przez URD.	PSE –Operator S.A.	<u>Uwagi częściowo zostały uwzględnione.</u> Zapisy pkt. D8 –D13 zostały preredagowane.
39.	F.1.2	Zapis ten wprowadza pewne ograniczenie dla odbiorców profilowych w zakresie prawa wyboru sprzedawcy. Mianowicie, uniemożliwia on tym odbiorcom dokonanie wyboru kilku sprzedawców energii elektrycznej dla jednego miejsca dostarczania. Przedmiotowy zapis budzi wątpliwości ze względu	PSE –Operator S.A.	Wyjaśnienie: Zapis tego punktu dotyczy odbiorcy profilowego. Nie jest praktykowane na rozwiniętych rynkach energii elektrycznej, aby taki odbiorca mógł mieć jednocześnie kilku sprzedawców. Raczej będzie częściej zmieniał

		na niejednakowe traktowanie odbiorców. Wydaje się przy tym, że ewentualny problem posiadania wielu umów przez odbiorców o bardzo małym zużyciu, w praktyce nie powinien wystąpić, ze względu na racjonalne podejście sprzedawców.		sprzedawcę. W praktyce przypadki mało prawdopodobne.
40.	F.1.3	Zapis ten wskazuje na konieczność zawarcia umowy pomiędzy OSD a sprzedawcą, który zamierza sprzedawać energię elektryczną na obszarze działania danego operatora i wymienia elementy tej umowy. Przedmiotowe elementy umowy nie są całkowicie spójne z elementami tej umowy wymienionymi w punkcie A.4.3.4. W związku z powyższym proponuje się ujednoczenie zapisów tych punktów.	PSE –Operator S.A.	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Zapisy pkt. A.4.3.4 i F.1.3. nie wykluczają się. Zapisy pkt F.1.3. są szersze ponieważ dotyczą odbiorcy profilowego.
41.	A.1.4	Zarówno w tym punkcie, jak i innych punktach, w odróżnieniu od IRiESP – Bilansowanie brak jednoznacznego i właściwego określenia URD, proponujemy wykorzystanie i zamieszczenie definicji identycznej jak w IRiESP – Bilansowanie lub dookreślenie tej funkcji w części dotyczącej pojęć i definicji, jako: „URD – Uczestnik Rynku Detalicznego, tj. użytkownik systemu, którego urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego będący wytwórcą energii albo odbiorcą energii mającym prawo wyboru sprzedawcy”. Proponujemy przytaczać definicje w pierwszym miejscu gdzie dany skrót zostaje użyty i w części dotyczącej pojęć i definicji.	TOE	<u>Uwaga została uwzględniona.</u> Zmieniono zapisy pkt. A.1.4
42.	A.1.10	Proponujemy w celu jednoznaczności zapisów dodać na końcu zdania: „zgodnie z procedurami opisanymi w niniejszym punkcie A.1, w tym w szczególności w punktach od A.1.11 do A.1.15”	TOE	<u>Uwaga nie została uwzględniona.</u> Pkt. A.1.11 do A.1.15 są tematycznie związane z pkt. A.1 nie widzimy potrzeby zmiany.
43.	A.1.12	W związku z faktem, że śledzenie ewentualnych zmian w IRiESD wszystkich spółek dystrybucyjnych wymagałoby bieżącej kontroli ze strony zainteresowanych przedsiębiorstw i odbiorców energii elektrycznej wszystkich stron internetowych OSD (należy podkreślić bowiem, że prawie żaden z OSD nie udostępnia profesjonalnych powiadomień, nie mówiąc już o powszechnej technologii tzw. kanałów RSS, którą stosuje powszechnie już także np. URE i CIRE) proponuje się rozszerzyć informację – komunikat o publikacji na ogólnodostępne, branżowe serwisy internetowe oraz stronę URE. W związku z tym proponujemy uzupełnić punkt A.1.12 podpunkt b) poprzez	TOE	<u>Uwaga została uwzględniona.</u> Zmieniono zapisy pkt. A.1.12.a)

		dodanie po słowie „internetowej” przecinka oraz „na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki oraz w ogólnodostępnych elektroenergetycznych internetowych serwisach branżowych”.		
44.	A.3.1.1. – A.3.1.6 oraz A.3.1.8 – A.3.1.11	Zapisy tych punktów są powtórzeniami zapisów IRiESP – Bilansowanie z punktu 2.1. Naszym zdaniem powtarzanie ich w IRiESD – Bilansowanie wydaje się zbędne. Proponujemy pozostawić jedynie ogólny zapis poprzedzający poszczególne punkty rozdziału. Rozdział A.3 proponujemy przeformułować i zawrzeć w nim definicje właściwe dla obszaru objętego działaniem OSD, a usunąć punkty stanowiące powtórzenia ze względu na zapisy przywołujące IRiESP – Bilansowanie.	TOE	<u>Uwagi nie zostaną uwzględnione.</u> Uważamy, że ogólne pojęcia rynku bilansującego powinny być przedstawione w IRiESD dla wiedzy odbiorców, którzy niekoniecznie czytają bardzo skomplikowany tekst IRiESP
45.	A.3.1.13	a) słowo „zarządza” proponujemy zastąpić „odpowiada za zgodną z ustaleniami z URB”, b) słowo „dane” zastąpić „dane i informacje” oraz słowa „zarządzanej przez siebie” słowami „należącej do niego”, c) niejasne jest użyte sformułowanie ze względu na definicję obszaru RB, który swym zasięgiem obejmuje KSE.	TOE	<u>Uwaga b) została uwzględniona.</u> <u>Uwaga a) nie została uwzględniona</u> Uważamy, że jest to zarządzanie, które mieści w sobie odpowiedzialność za zgodne z ustaleniami z URB zmiany konfiguracji. Uwaga c)- uważamy, że sformułowania są jasne.
46.	A.3.2.1 – A.3.3.3	Zapisy tych punktów są powtórzeniami zapisów IRiESP – Bilansowanie z punktu 2.1. Naszym zdaniem powtarzanie ich w IRiESD – Bilansowanie wydaje się zbędne. Proponujemy pozostawić jedynie ogólny zapis poprzedzający poszczególne punkty rozdziału. W przypadku pozostawienia proponujemy poniższe korekty w celu dostosowania do brzmienia IRiESP – Bilansowanie.	TOE	<u>Uwagi nie zostaną uwzględnione.</u> Wyjaśnienie takie jak w pkt. 45
47.	A.3.2.2	Zgodnie z IRiESP – Bilansowanie do podstawowego obszaru Rynku Bilansującego (RB) zaliczamy także: „Punkt „ponad siecią”, poprzez który w Rynku Bilansującym uczestniczą podmioty nieprzyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej”. Proponujemy ujednoczyć zapisy, szczególnie, że dotyczą one RB oraz przedsiębiorstw obrotu.	TOE	<u>Uwaga została uwzględniona.</u> Zmieniono zapisy pkt A.3.2.2.
48.	<b>A.3.3.6</b>	Proponujemy, mając na uwadze także zapisy punktu D.5 jednoznaczne określenie (poprzez wypunktowanie) wszelkich rodzajów umów, w których konieczne będzie wprowadzenie stosowanych zmian oraz terminów – okresów czasowych potrzebnych do wprowadzenia tych zmian.	TOE	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Uważamy, że pkt D.5 jest precyzyjny i określa jakie umowy powinny być zmienione.

49.	<b>A.4.1</b>	Proponujemy po słowie „umów” dopisać „zakupu lub”	TOE	<u>Uwaga została uwzględniona.</u> Zmieniono zapis pkt A.4.1
50.	<b>A.4.3.1</b>	Proponujemy zmienić pierwsze zdanie na „Uczestnik Rynku Detalicznego realizując zawarte przez siebie umowy korzysta z usług OSD z zachowaniem wymagań punktu A.4.3.4., pod warunkiem:”	TOE	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Jest to tylko zmiana redakcyjna.
51.	A.4.3.2 n) A.4.3.3 j) A.4.3.4 g)	Proponujemy skreślić ze względu na art. 384 §1 Kodeksu cywilnego	TOE	<u>Uwaga nie została uwzględniona.</u> Uważamy, że nie zaszkodzi umieszczenie zapisów o przestrzeganiu instrukcji, mimo, że mogłoby tego nie być ze względu na wspomniany zapis w KC. Sądzymy jednak, że dla nas istotnym jest aby każdy podmiot, który zawiera umowę z OSD widział, że jest instrukcja i powinien ją przestrzegać.
52.	B.1.3	Prosimy o informację, czy w użytym w podpunkcie c) kontekście definicji przedsiębiorstwa obrotu mieszczą się także wydzielone w przyszłości z obecnych spółek dystrybucyjnych przedsiębiorstwa obrotu lub (dziś) wewnętrzne struktury obrotu zintegrowanych spółek dystrybucyjnych.	TOE	Wyjaśnienie: Tak mieszczą się.
53.	B.1.4	Ze względu, że punkt dotyczy zgłoszeń, nie umów: a) proponujemy zapis – „kody jednostek graficznych zakupu/sprzedaży należące do stron umowy”, c) proponujemy zapis – „planowane ilości energii elektrycznej do przesłania siecią OSD w ramach umowy”.	TOE	<u>Uwagi zostały uwzględnione.</u>
54.	B.2	Sformułowanie całego rozdziału B.2 jest dosyć niejasne. Wymaga jednoznacznego doprecyzowania i zdefiniowania warunków, pod jakimi weryfikacja byłaby możliwa oraz doprecyzowanie terminów. (np. termin 14 dni może blokować np. transakcje SPOT, brak terminu całkowicie uniemożliwia ustosunkowanie się do propozycji)	TOE	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> OSD nie jest zainteresowany blokowaniem realizacji takich zgłoszeń. O ile wszystkie warunki są spełnione weryfikacja odbywać się będzie bez zbędnych opóźnień.
55.	B.2.3	Prosimy o informację, czy w takim przypadku ma miejsce ponowne zgłoszenie, o którym mowa w punktach B.1.4 oraz czy dokonuje się kolejnej weryfikacji. Wnosimy stanowczo o uzupełnienie zapisów o dokładną procedurę wyjaśnienia i korekty występujących niezgodności zgłoszenia umów.	TOE	Wyjaśnienie: W przypadku niezgodności, strony umowy sprzedaży powinny między sobą uzgodnić nieścisłości i powiadomić OSD ponownie, zgodnie z pkt. B.1.3.

56.	C.1.1	Operator Pomiarów wymaga jednoznacznego zdefiniowania w tym rozdziale lub/i w definicjach.	TOE	<u>Uwaga zostanie uwzględniona.</u> Operator Pomiarów będzie zdefiniowany w słowniku pojęć.
57.	C.1.7	Proponujemy uzupełnić zapis, aby dane pomiarowe były także przetwarzane z określoną dokładnością (np. nie mniejszą niż 1 kWh).	TOE	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Dane pomiarowe są przetwarzane zgodnie z posiadanymi przez OSD systemami pomiarowo-rozliczeniowymi
58.	C.2.6	Niejasne oraz pozwalające naszymi zdaniem na manipulację danymi są zapisy podpunktu a) oraz c).  Prosimy o informację w jakich konkretnych przypadkach może powstać różnica pomiędzy wstępnymi danymi pomiarowymi w dobie n+1, a danymi pomiarowymi w dobie n+5 stanowiącymi podstawę do rozliczeń w przypadku <u>rzeczywistych</u> pomiarów danych.  Prosimy także o uściślenie w jakich sytuacjach będzie występował podpunkt c) „w przypadku braku danych niezwłocznie po ich uzyskaniu – dane pomiarowe, stanowiące podstawę do rozliczeń” , w oparciu o ten zapis mogą powstać liczne wątpliwości odnośnie terminów udostępniania danych pomiarowych niezbędnych przeciw do wzajemnych rozliczeń	TOE	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Zapisy tego punktu wynikają z obowiązków OSD nałożonych przez OSP w IRiESP. Konieczność przekazywania danych pomiarowych w dobie n+1 oraz wprowadzenie jednego układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz jednej drogi transmisji danych może skutkować, że w sytuacjach awaryjnych OSD nie będzie mógł pozyskać w dobie n+1 danych z doby n. Z tego powodu wprowadzono podpunkt c).
59.	C.3.1.15	Punkt wprowadza konieczność spełnienia nowych (innych od dotychczasowych) i do końca niejasnych (zwracamy uwagę, że punkt odnosi się do całego rozdziału C.3) wymagań w przypadku odbiorców zamierzających skorzystać z prawa do zmiany sprzedawcy. W konsekwencji powoduje to, że dotychczas posiadane układy pomiarowo – rozliczeniowe, które służyły do dotychczasowych rozliczeń realizowanych przez OSD stają się nie wystarczające (nawet w grupach na nN C1, C2). Proponujemy rezygnację z tego zapisu lub wprowadzenie zapisu, że poniesienie kosztów zmian całego systemu pomiarowo – rozliczeniowego w zakresie grup C1 i C2 (nN) leży po stronie Operatora Pomiarów (OP) lub wprowadzenie zapisu, że w grupach C1 i C2 można korzystać z dotychczasowych systemów. Opierając się bowiem na interpretacji OSD pełniących funkcję OP, często zdarza się, że koszty zakupu licznika leżą po stronie OSD natomiast odbiorcom pragnącym skorzystać z prawa zmiany sprzedawcy proponuje się (a raczej wymaga się od nich)	TOE	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Faktycznie często istniejący układ pomiarowy spełniający wymagania rozliczania taryfowego wymaga modernizacji w chwili podjęcia zamiaru skorzystania z zasady TPA. Np. posiadanie w kat. A1, A2, B1 ,B2 liczników indukcyjnych do taryf 1- i 2-strefowych czy posiadanie układu sumującego impulsy z 1-strefowych liczników impulsowych oraz brak elementów układu transmisji danych. W takich przypadkach koniecznym jest wprowadzenie zmian w układzie pomiarowym umożliwiające skorzystanie z zasady TPA. W przypadku kat. C1, C2 przepisy prawne nakładają na OSD oczywisty obowiązek instalowania na własny koszt układu pomiarowego. GZE na własny koszt instaluje przekładniki prądowe nN, liczniki elektroniczne 4Q oraz urządzenia transmisji danych. Dodatkowo wyposaża układ transmisji danych we własne karty sim operatora sieci komórkowej.

		<p>pokrycia kosztów wymiany przekładników i dostosowania systemu pomiarowo – rozliczeniowego do zdalnej transmisji danych (co wydaje się absurdem na nN), itp.</p>		<p>Na terenie GZE nie stosuje się praktyk nakładania na odbiorcę instalowania na własny koszt elementów układu pomiarowego kat. C1, C2.</p> <p>To OSD instaluje na własny koszt układ pomiarowy dla odbiorców kat. C1, C2 a nie Operator Pomiarów. Operator Pomiarów to jedynie funkcja, jaką pełni OSD.</p> <p>Naszym zdaniem zdalny odczyt na nN nie jest absurdem a w uzasadnionych przypadkach pożytecznym rozwiązaniem. Na terenie GZE tak jak w wielu europejskich krajach zdalny odczyt stosuje się dla odbiorców od wielkości zabezpieczenia przedlicznikowego 63A bądź mocy przyłączeniowej 40 kW.</p>
60.	<p>C.3.2.1 e) oraz C.3.3.6</p>	<p>Dyskusyjny i wygórowany naszym zdaniem jest wymóg umożliwiania zdalnej transmisji danych dla wszystkich układów pomiarowych (zarówno podstawowego i rezerwowego). Naszym zdaniem rezerwowa droga transmisji danych pomiarowych powinna obejmować tylko układ podstawowy dopuszczając wykorzystanie urządzeń teleinformatycznych odbiorcy (np. poprzez wystawianie danych pomiarowych na serwer ftp lub przekazywane w formie e-mail). Nie powinien być (a niestety często jest) stawiany wymóg dostarczania danych o mocy pobieranej i energii biernej. Proponujemy odpowiednie zweryfikowanie zapisów.</p>	TOE	<p><u>Uwaga nie może zostać uwzględniona.</u></p> <p>Naszym zdaniem jeżeli w układzie pomiarowym są zainstalowane liczniki podstawowy i rezerwowy to powinny być czytane zdalnie. Pozostawianie liczników indukcyjnych albo elektronicznych bez zdalnej transmisji danych powraza koszty eksploatacji układu pomiarowego. Czytając układ pomiarowy zdalnie to nie ma ekonomicznego uzasadnienia wykonywanie jeszcze na obiekcie odczytu ręcznego. Rezerwowy układ pomiarowy służy do kontroli wskazań układu podstawowego, dlatego więc musi być odczytywany w takim samym czasie jak układ podstawowy. Również sugestia, że rezerwowa droga transmisji powinna służyć do odczytu licznika podstawowego podraża koszty układu pomiarowego. Naszym zdaniem zamiast montować drugą drogę transmisji lepiej jest połączyć układ podstawowy i rezerwowy w jeden układ transmisji danych i realizacja odczytu z obydwu układów jedną, pewną (np. GSM) drogą transmisyjną.</p> <p>Dla kat. A1, A2, B1 proponujemy instalacje dwóch układów pomiarowych : podstawowego i rezerwowego. Dla kat. B2, C2, C1 stosowany jest tylko jeden układ pomiarowo-rozliczeniowy i tylko jedna droga transmisji danych pomiarowych.</p>

61.	C.3.5.2	Punkt pozostawia całkowitą dowolność OSD jako OP w zakresie decyzji o konieczności wyposażenia układów pomiarowych kat. C1 w urządzenia umożliwiające rejestrację (nie wiadomo czego powinno być raczej rejestrację profili) oraz zdalną transmisję danych. Mając na uwadze aktualne doświadczenia może okazać się, że wymagania te (szczególnie biorąc pod uwagę praktykowane propozycje obciążania odbiorców kosztami dostosowania systemów pomiarowo – rozliczeniowych kosztami urządzeń do zdalnej transmisji danych) będą stanowić istotną barierę podczas procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej w Polsce. Proponujemy rezygnację z tego zapisu lub wyraźne określenie, że „koszt wyposażenia układów pomiarowych w urządzenia umożliwiające rejestrację profili i zdalną transmisję danych oraz koszty odczytów i dodatkowych urządzeń z tym związanych, w przypadku decyzji o konieczności instalacji pokryją OSD jako OP”	TOE	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Dowolność w podejmowaniu decyzji o konieczności wyposażania układów pomiarowych kat. C1 w urządzenia umożliwiające rejestrację i zdalną transmisję danych wynika z przepisów prawnych nakładających na OSD oczywisty obowiązek instalowania układów dla tej grupy odbiorców. Decyzyjność wynika również z tego, że praktycznie w każdym przypadku umożliwienie zdalnej transmisji danych dla odbiorców kat. C1 wymusza również wymianę licznika na inny umożliwiający taką transmisję. Dodatkowe wyjaśnienia zawarto w wyjaśnieniu w pkt. 35. uwag szczegółowych.
62.	C.3.6.3	Wymagania posiadania układów zdalnej transmisji danych (nawet w „off-line”) dla wszystkich odbiorców kategorii C2 są naszym zdaniem zbyt wygórowane. Proponujemy wprowadzenia zróżnicowania odbiorców w kategorii C2 na podkategorie (patrz np. IRiESD Bilansowanie Łódzkiego ZE) oraz wykorzystanie tego zróżnicowania zarówno do wymagań w zakresie liczników energii, jak i układów zdalnej transmisji danych.	TOE	<u>Uwaga nie może zostać uwzględniona.</u> Wyjaśnienie zawarto w pkt. 35 i 37 uwag szczegółowych. Dodatkowo uważamy, że zdalny odczyt powinien być standardem dla odbiorców od mocy przyłączeniowej 40 kV i wartości zabezpieczeń przedlicznikowych 63A.
63.	D.3 e)	Prosimy o informację na jakiej podstawie i dla jakich przypadków w rozliczeniach URD z URB <sub>SD</sub> może mieć miejsce „rekompensowanie (...) kosztów opłaty rozliczeniowej”.	TOE	<u>Uwaga zostanie uwzględniona.</u> Pkt D.3.e) zostanie usunięty
64.	D.4	Prosimy o skonkretyzowanie co oznacza zapis „działającego na obszarze OSD” w przypadku przedsiębiorstw obrotu, które przecież działają bez ograniczeń terytorialnych, a więc na terenie całej Polski. Jeżeli w tym zapisie chodzi o odbiorcę sieciowego, a nie URB proponujemy modyfikację jednoznacznie wskazującą, że nie chodzi o URB.	TOE	Wyjaśnienie: W tym zapisie chodzi o URB a nie tylko o odbiorców sieciowych, którzy ą także URB.
65.	D.5	Uszczegółowienia wymaga stwierdzenie „odpowiednich zapisów” poprzez dokładne wyszczególnienie zakresu zmian oraz niezbędnych terminów ich wprowadzenia. W związku z koniecznością zmian aż 7 elementów umów (lub 7 umów) IRiESD – Bilansowanie powinna wg nas szerzej i jednoznacznie	TOE	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Zapisy pkt D.5 określają jasno, które umowy powinny być zmienione. Nie uważamy, że zapisy takie będą blokować zmianę URB czy sprzedawcy. Realizacja tych umów może być różna i zależy tylko od stron.

		traktować tę problematykę, wskazując konkretne zapisy, które należy zmodyfikować. Brak skonkretyzowania tego w IRiESD może spowodować podczas zmiany URB wiele niejasności, a nawet prób zablokowania zmiany URB lub/i Sprzedawcy.		
66.	D.6	Proponujemy jednoznacznie określić graniczną datę powiadomienia OSD o podpisaniu aneksów do umów, o których mowa w podpunkcie D.5.	TOE	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Uważamy, że uczestnicy zmian powinni wykonać te czynności bez zbędnej zwłoki. Określenie terminu wydaje się być nieuzasadnione.
67.	D.9	Proponujemy, zgodnie z wymaganiami określonymi przez OSD, sprecyzować wyrażenie „z odpowiednim wyprzedzeniem” poprzez podanie konkretnych terminów.	TOE	<u>Uwaga została uwzględniona.</u> Ze względu na zmiany w numeracji uwaga ta dot. pkt D.8
68.	E.2 E.3. E.11	W przypadku kiedy stroną sporu jest OSD działanie podpunktu E.2.a) powinno być całkowicie wyłączone. Analogicznie Komisja Rozjemcza powinna być powoływana wspólnie przez strony sporu. Propozycja rozstrzygnięcia sporu przez OSD, kiedy OSD jest także stroną tego sporu, wydaje się wątpliwa z punktu widzenia drugiej strony ewentualnego sporu. W związku z tym rozdział należy przemyśleć i przerehabilitować zakładając, że OSD też może być zainteresowany sposobem rozstrzygnięcia sporu. W naszej ocenie punkt E zakłada, że OSD jest w każdej sytuacji bezstronnym arbitrem, a nie jest to założenie uprawnione. Zwracamy także uwagę, że procedura nie uwzględnia w żaden sposób ustawowej (wynikającej z art. 8 oraz art. 23 ustawy – Prawo energetyczne) możliwości rozstrzygnięcia sporu przez Prezesa URE, a nawet poprzez zapis punktu E.2 wyłącza taką procedurę rozstrzygnięcia sporu, co naszym zdaniem jest niezgodne z obowiązującym prawem.	TOE	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> W opisanym przypadku, kiedy OSD jest stroną, skierowanie sporu do OSD należy traktować jako formę odwołania. taki tryb nie wyklucza dochodzenia swoich racji w innym trybie np. skarga do URE.
69.	E.11 E.12	Stwierdzenia zbyt ogólne oraz niejasne. Z zapisów wynika, że Komisję powołuje OSD, przy czym składa się ona z przedstawicieli stron sporu. Nie wiadomo, na jakiej podstawie OSD powołuje przedstawicieli poszczególnych stron (patrz także uwaga wyżej).	TOE	Wyjaśnienie: OSD chce być niezależny w swoich działaniach i powołując Komisję będzie traktował równo obie strony. Stronie zawsze, na podstawie obowiązującego prawa, przysługuje dochodzenie swoich praw w innym trybie.
70.	E.4, E.13	Proponujemy, jako obowiązującą formę podczas wszelkich wysyłek dotyczących sporów przyjąć „przesłanie listem poleconym za potwierdzeniem odbioru”.	TOE	<u>Uwagę uwzględniono.</u> Zmieniono zapisy pkt E.4 i E.13
71.	E.13	Dwudniowy termin minimalny do powiadomienia członków	TOE	<u>Uwagę zostanie uwzględniona.</u>

		Komisji o posiedzenie jest zdecydowanie za krótki, proponujemy 7 dni		Zmieniono zapis pkt E.13
72.	F	<p>Ze względu na fakt, że przedstawione w rozdziale F zasady dotyczą, zgodnie z zapisem punktu F.1.1 proponujemy, mimo zapisu w tym punkcie jasno sformułować i uzupełnić zapisy tego rozdziału o zasady zmiany sprzedawcy dla wszystkich pozostałych odbiorców (poza grupa C1). Odniesienie do innych (bliżej nieokreślonych) punktów oraz zapisów z umów (które przecież bardzo często były zawierane bez uwzględnienia możliwości zmiany sprzedawcy) wydaje się całkowitym nieporozumieniem.</p> <p>Brak skonkretyzowania w wielu zapisach punktu F dat granicznych może naszym zdaniem stworzyć podstawową barierę zmiany sprzedawcy energii oraz w wielu przypadkach uniemożliwić zmianę sprzedawcy uprawnionym odbiorcom. Proponujemy jednoznaczne określenie końcowych dat granicznych na wykonanie konkretnych działań przez uczestników rynku energii elektrycznej.</p> <p>Naszym zdaniem w zapisach tego punktu należy jednoznacznie określić obowiązki - kolejne kroki w procedurze zmiany sprzedawcy z wyszczególnieniem funkcji Sprzedawcy, URD, URD<sub>SD</sub>, OSD, OSD jako OP. Określone w tym punkcie zasady powinny być przejrzyste oraz (w szczególności) w jednoznaczny sposób prezentować kroki do zmiany sprzedawcy także z punktu widzenia odbiorcy – URD (a nie tylko OSD !). Celowe z punktu widzenia odbiorców wydaje się umieszczenie przejrzystej procedury w postaci algorytmu lub rysunku. W taki sposób procedura zmiany sprzedawcy jest implementowana w wielu dokumentach UE (patrz propozycje ERGEG).</p>	TOE	<p>Wyjaśnienie: Pozostali odbiorcy to: -grupa C2,B,A są to odbiorcy grafikowi</p>
73.	F.1.3	Powtórzenie w dużej części punktu A.4.3.4. Proponujemy uwzględnienie różnych wymagań dla odbiorców profilowych i pozostałych w zapisach punktu A.4.3.4. Według nas nie powinno być w dwóch miejscach dwóch różnych wymagań dla tego typu umów	TOE	<p><u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Pkt A.4.3.4 określa wymagania ogólne, natomiast w pkt F.1.3 rozszerzono wymagania dla odbiorców profilowych.</p>
74.	F.1.5	Zapisy punktu nie są jednoznaczne, biorąc pod uwagę terminy wypowiedzeń obowiązujących odbiorców umów oraz zapis	TOE	<p><u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Punkt ten mówi o dodatkowych odczytach poza</p>

		„określając w tym przypadku termin jej rozwiązania w ten sposób, aby możliwe było dokonanie odczytów i rozliczeń odbiorcy przez przedsiębiorstwo energetyczne zintegrowane pionowo (spółkę dystrybucyjną)” odbiorca, jego nowy Sprzedawca oraz ewentualnie nowy URB nie są w stanie określić jednoznacznie potencjalnych dat zmiany sprzedawcy. Naszym zdaniem konieczne jest podanie konkretnych terminów.		standardem stosowanych przez OSD. Jeżeli sprzedawca będzie potrzebował takiego odczytu to powinien ponieść koszty takowego.
75.	F.2.6	Prosimy o informację jak będzie wyglądała i kto będzie wystawiał fakturę na pełnienie roli URB w przypadku, kiedy URB nie będzie przedsiębiorstwo energetyczne zintegrowane pionowe.	TOE	Wyjaśnienie: W każdym przypadku fakturę wystawia URB. W przypadku klientów profilowych fakturę dla sprzedawcy za rozliczenie profilu klienta wystawia URB <sub>SD</sub> .
76.	G.1	Ograniczenie stosowania profili tylko dla przypadku, gdy odpowiedzialnym za bilansowanie jest URB <sub>SD</sub> jest nieuzasadnione oraz wypacza ideę rozliczeń niezbilansowania przy użyciu profili. Proponujemy rezygnację z tego ograniczenia oraz uzupełnienie procedury o możliwość rozliczeń przy użyciu profili przez innego niż odbiorca sieciowy URB. Mając na uwadze powyższe fakty oraz rolę przypisaną URB proponujemy jednoznacznie zdefiniować w tym punkcie rolę URB, Sprzedawcy i OSD w procesie rozliczeń przy wykorzystaniu profili.	TOE	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Wyjaśnienie: Uważamy, że URD profilowy nie powinien zmieniać URB, ponieważ całkiem niepotrzebnie będzie obciążony system wymiany informacji pomiędzy URB-ami a OSP. Rozliczenie URD profilowego na godzinowym rynku bilansującym i tak nie będzie miało miejsca – tak, więc agregowanie URD profilowego u innego URB nie jest uzasadnione. Na rynku pojawi się rozliczenie wtórne pomiędzy sprzedawcą sprzedającym dla URD profilowych a danym URB sd.
77.	G.2	Do 1 lipca 2007 r. punkt powinien odnosić się do odbiorców, którzy chcą skorzystać z prawa wyboru sprzedawcy i posiadają takie prawo (w zaproponowanym brzmieniu jest mowa tylko o chęci skorzystania z prawa), do tej daty jak wiem nie wszyscy odbiorcy mają możliwość skorzystania z TPA.	TOE	<u>Uwaga nie zostanie uwzględniona.</u> Instrukcja w tym kształcie projektowana jest na 12 miesięcy.
78.	G.3	Co oznacza wyrażenie „ <i>jest przyjmowana</i> ” i jaka jest jego dalsze implikacja w procesie wzajemnych rozliczeń, jeżeli w całym punkcie nie ma mowy o rozliczeniach pomiędzy sprzedawcą i OSD. Proponujemy uzupełnić punkt	TOE	<u>Uwaga została uwzględniona.</u> Dodano w pkt G.4 zasady rozliczenia profilu odbiorcy. Ogłoszony profil odbiorców C1 dla każdej godziny stanowi jej udział w popycie całego roku. Z danych historycznych odbiorcy przyjmujemy jego ilościowe roczne zużycie i rozkładamy na godziny wg profilu. Tak określony grafik jest zgłaszany przez sprzedawcę w trybie zgodnym z RB.

79.	C.3.1.1.	Uszczegółowienie wymagań dla urządzeń które nie podlegają legalizacji.	GZE	Autopoprawka GZE
80.	C.3.1.6.	W aktualnym systemie pozyskiwania danych pomiarowych powszechnie używanym systemem jest wymiana poprzez serwery ftp. Wykorzystywanie stron www do tego celu nie wydaje się bezpieczne.	GZE	Autopoprawka GZE
81.	C.3.1.8.	W uzasadnionych przypadkach wynikających ze specyfiki odbioru niektórzy odbiorcy C1 powinni być wyposażeni w pomiar energii biernej.	GZE	Autopoprawka GZE
82.	C.3.1.10	Kolejne zdania w tym punkcie powielają się.	GZE	Autopoprawka GZE
83.	C.3.2.2.	Klasa dokładności dla pomiaru energii biernej 3 jest całkowicie wystarczająca.	GZE	Autopoprawka GZE
84.	C.3.5.1	Klasa dokładności dla pomiaru energii biernej 3 jest całkowicie wystarczająca	GZE	Autopoprawka GZE
85.	C.3.6.2.	Klasa dokładności dla pomiaru energii biernej 3 jest całkowicie wystarczająca	GZE	Autopoprawka GZE

#### 4. Wykaz zmian wprowadzonych po procesie konsultacji do projektu IRiESD – Bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi

L.p.	Punkt	Brzmienie punktu
1.	A.1.4	Podmioty, których urządzenia lub instalacje są przyłączone do sieci dystrybucyjnej nie objętej obszarem Rynku Bilansującego, będący wytwórcą energii albo odbiorcą energii mający prawo wyboru sprzedawcy, nazwani dalej Uczestnikami Rynku Detalicznego (URD) , mają prawo wskazać URB odpowiedzialnego za ich bilansowanie handlowe na Rynku Bilansującym, na zasadach i warunkach określonych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie. Podmioty te posiadają umowę o świadczenie usług dystrybucji z właściwym OSD
2.	A.1.12.a)	Operator Systemu Dystrybucyjnego opracowuje projekt nowej IRiESD-Bilansowanie albo projekt Karty aktualizacji i publikuje go na swojej stronie internetowej oraz informacje o jego publikacji internetowym serwisie branżowym
3.	A.3.1.2	Uczestnikiem Rynku Bilansującego jest podmiot, który ma zawartą Umowę o świadczenie usług przesyłania z OSP, na mocy której, w celu zapewnienia sobie zbilansowania handlowego, realizuje dostawy energii poprzez obszar Rynku Bilansującego oraz podlega rozliczeniom z tytułu działań obejmujących bilansowanie energii i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, zgodnie z zasadami określonymi w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi (IRiESP-Bilansowanie).
4.	A.3.1.13.b)	przekazuje OSP dane i informacje niezbędne do konfigurowania JG obejmujących MB z obszaru zarządzanej przez siebie sieci,
5.	A.3.2.2.c)	Punkt „ponad siecią”, poprzez który w Rynku Bilansującym uczestniczą podmioty nieprzyłączone do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.
6.	A.3.3.4	URD wskazuje odpowiedniemu do miejsca jego przyłączenia Operatorowi Systemu Dystrybucyjnego, z którym ma on zawartą Umowę dystrybucji, URB który w ramach swojej JG będzie odpowiedzialny za bilansowanie handlowe tego URD na Rynku Bilansującym. Wskazany URB przejmuje odpowiedzialność za bilansowanie handlowe tego URD, co powoduje wyłączenie tego URD z zakresu odpowiedzialności za bilansowanie handlowe realizowane przez dotychczasowego URB
7.	A.3.3.5.	Zmiana przez URD podmiotu odpowiedzialnego za jego bilansowanie handlowe odbywa się na warunkach i zasadach określonych w niniejszej IRiESD-Bilansowanie
8.	A.4.1.	Operator systemu dystrybucyjnego zapewnia podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnej fizyczną realizację umów sprzedaży lub zakupu energii elektrycznej zawartych przez te podmioty, jeżeli zostaną one zgłoszone do OSD w obowiązującej formie, trybie i terminie oraz pod warunkiem spełnienia przez te podmioty wymagań realizacyjnych ustalonych w IRiESD i Umowach dystrybucji.
9.	B.1.4.a)	kody jednostek grafikowych zakupu/sprzedaży należące do stron umowy,
10.	B.1.4.c)	planowane ilości energii elektrycznej do przesłania siecią OSD w ramach umowy,
11.	C.3.1.1.	Urządzenia wchodzące w skład każdego układu pomiarowo-rozliczeniowego muszą posiadać legalizację i/lub homologację oraz zatwierdzenie typu zgodne z wymaganiami określonymi dla danego urządzenia. W przypadku urządzeń, dla których nie jest wymagana legalizacja, muszą one posiadać odpowiednie świadectwo potwierdzające poprawność pomiaru urządzeń (świadectwo wzorcowania). Okres pomiędzy kolejnymi wzorcownikami tych urządzeń nie może przekraczać okresu legalizacji licznika energii czynnej zainstalowanego w tym samym układzie pomiarowo-rozliczeniowym.

12.	C.3.1.4	Podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, będące bezpośrednimi uczestnikami rynku bilansującego instalują do celów kontrolnych, bilansowych i rozliczeniowych, układy pomiarowe energii elektrycznej zgodnie z wymaganiami określonymi przez Operatora Sieci Przesyłowej w IRiESP.
13.	C.3.1.6.	Operatorzy systemów dystrybucyjnych uzgadniają wspólny protokół transmisji danych pomiarowych pomiędzy sobą oraz określają standard protokołu transmisji obowiązujący podmioty przyłączone do sieci dystrybucyjnej, posiadające układy pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające zdalny odczyt danych pomiarowych. . Systemy zdalnego pomiaru energii elektrycznej operatora systemu dystrybucyjnego, właściwe dla kategorii i rodzaju pomiaru, powinny zapewniać akwizycję danych przez bezpośrednie pozyskiwanie danych poprzez łącza komunikacyjne. Protokoły transmisji danych z liczników energii elektrycznej i koncentratorów powinny być udostępnione operatorowi systemu dystrybucyjnego, a format danych udostępnianych na wyjściach tych urządzeń winien być przez te systemy akceptowany.
14.	C.3.1.7	Rozwiązania techniczne poszczególnych układów pomiarowo-rozliczeniowych dzieli się na 5 kategorii: a) kat. A1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV, dla pomiarów energii przy mocy przyłączeniowej większej lub równej 30 MW, b) kat. A2 - układy pomiarowo-rozliczeniowe na napięciu przyłączenia podmiotu 110 kV dla pomiarów energii przy mocy przyłączeniowej mniejszej niż 30 MW, c) kat. B1 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej wyższej lub równej 1 MW d) kat. B2 – układy pomiarowo-rozliczeniowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu niższym niż 110 kV i wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 1 MW. e) kat. C1 - układy pomiarowo-rozliczeniowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przelicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63 A, kat. C2 -układy pomiarowo-rozliczeniowe dla podmiotów przyłączonych na napięciu nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przelicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A.
15.	C.3.1.8.c)	jednokierunkowy pomiar energii czynnej, a w uzasadnionych przypadkach pomiar energii biernej – dotyczy tylko układów pomiarowo-rozliczeniowych odbiorców zaliczonych do kategorii C1,
16.	C.3.1.10	Moc znamionowa rdzeni i uzwojeń przekładników pomiarowych powinna zostać dobrana tak żeby obciążenie strony wtórnej zawierało się między 25%, a 100% wartości nominalnej mocy uzwojeń/rdzeni tych przekładników. Przekładniki prądowe powinny być tak dobrane, aby prąd pierwotny wynikający z mocy zamówionej mieścił się w granicach 20-120% ich prądu znamionowego. W przypadku wystąpienia konieczności dociążenia rdzenia pomiarowego jako dociążenie należy zastosować atestowane rezystory instalowane w obudowach przystosowanych do plombowania.
17.	C.3.1.12	Współczynnik bezpieczeństwa przyrzędu (FS) dla przekładników prądowych w układach pomiarowo-rozliczeniowych podstawowych i rezerwowych nowozabudowanych oraz modernizowanych z innych względów niż wyłączne dopasowanie FS powinien być $\leq 5$ .

18.	C.3.2.2.b)	liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności nie gorszą niż 0,5 dla energii czynnej i nie gorszą niż 3 dla energii biernej,
19.	C.3.4.	Wymagania dla układów pomiarowo-rozliczeniowych kat. B2.
20.	C.3.4.1.	W układach pomiarowo-rozliczeniowych kat. B1 należy instalować przekładniki prądowe i napięciowe o klasie dokładności co najmniej 0,5.
21.	C.3.4.2.	Liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności, co najmniej 0,5 dla pomiaru energii czynnej i 3 dla energii biernej
22.	C.3.4.3.	Liczniki energii elektrycznej powinny być wyposażone w układy synchronizacji synchronizowane ze źródła zewnętrznego, co najmniej raz na dobę.
23.	C.3.4.4.	Układy pomiarowo-rozliczeniowe kat. B2 powinny być wyposażone w układy transmisji danych pomiarowych „off line” do LSPR OSD.
24.	C.3.4.5.	Transmisja danych z podstawowego pomiarowo-rozliczeniowego energii elektrycznej powinna być realizowana za pośrednictwem wyjść cyfrowych liczników energii elektrycznej
25.	C.3.4.6.	Liczniki energii elektrycznej powinny rejestrować i przechowywać w pamięci przebiegi obciążenia w programowalnym okresie uśredniania od 1 do 60 min oraz umożliwiać półautomatyczny odczyt lokalny w przypadku awarii łączy transmisyjnych lub w celach kontrolnych. Liczniki energii elektrycznej powinny automatycznie zamykać okresy obrachunkowe zgodnie z taryfą dla energii elektrycznej lub umową oraz przechowywać dane pomiarowe przez okres min. 63 dni (dla cykli całkowania 15’).
26.	C.3.5.1	W układach pomiarowo-rozliczeniowych kat. C1 należy instalować liczniki energii elektrycznej czynnej o klasie dokładności co najmniej 2 dla energii czynnej i 3 dla energii biernej.
27.	C.3.6.2	Liczniki energii elektrycznej w układach pomiarowo-rozliczeniowych powinny mieć klasę dokładności, co najmniej 1 dla pomiaru energii czynnej i 3 dla energii biernej.
28.	D.8	OSP ma obowiązek skutecznego poinformowania OSD oraz URB odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe URD, z minimum 30 dniowym wyprzedzeniem o planowanym zaprzestaniu działalności na Rynku Bilansującym przez URB. OSD niezwłocznie po uzyskaniu ww. informacji powiadamia URD o obowiązku wskazania nowego URB który przejmie odpowiedzialność za jego bilansowanie handlowe. Wskazanie to musi nastąpić przed ww. terminem planowanego zaprzestania działalności na RB przez dotychczasowego URB
29.	D.9.	W przypadku, gdy URB wskazany przez URD, jako odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe zaprzestanie działalności na Rynku Bilansującym (RB), odpowiedzialność za bilansowanie handlowe URD przechodzi na nowego URB z którym ten URD zawarł odpowiednią umowę bilansowania handlowego pod warunkiem zawarcia umów lub aneksów do umów o których mowa w p.D.5.
30.	D.10	Jeśli nie zostaną spełnione warunki, o których mowa w p.D.8. i D.9., to: a) OSD ma prawo wstrzymać świadczenie usług dystrybucji określonych w umowie dystrybucji dla URD którego URB zaprzestał działalności na RB, ze skutkiem od doby zaprzestania działalności na RB przez tego URB, b) OSP nie dokonuje zmian w sposobach wyliczenia energii rzeczywistej dla JG URB odpowiedzialnego za bilansowanie URD oraz URB <sub>SD</sub> .

31.	D.11	URB odpowiedzialny za bilansowanie URD jest zobowiązany do natychmiastowego skutecznego poinformowania URD i ich Sprzedawców o zaprzestaniu działalności na RB.z URBS <sub>D</sub> .
32.	D.12	Jeżeli zgodnie z p.D.9. odpowiedzialność za bilansowanie handlowe danego URD przejęta została przez nowego URB, a dany URD nie posiada zawartych Umów Sprzedaży Energii, do czasu ich zawarcia i zgłoszenia, sprzedaż i zakup energii elektrycznej przez URB na rzecz URD realizowana jest na zasadach określonych w umowie zawartej pomiędzy URD i nowym URB.
33.	D.13	Jeżeli nie został wskazany żaden URB, jako odpowiedzialny za bilansowanie handlowe URD, pobór energii elektrycznej przez URD z sieci dystrybucyjnej OSD traktowany jest, zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, jak nielegalny pobór energii.
34.	E.4	Skierowanie przez podmiot, sporu do rozstrzygnięcia przez operatora systemu dystrybucyjnego powinno nastąpić w formie pisemnej i zostać przesłane listem poleconym za potwierdzeniem odbioru na adres operatora systemu dystrybucyjnego, do którego sieci przyłączony jest dany podmiot. Przedsiębiorstwa obrotu zgłaszają spór do rozstrzygnięcia do operatora systemu dystrybucyjnego właściwego ze względu na istotę sporu
35.	E.13	W posiedzeniach Komisji Rozjemczej mają obowiązek uczestniczyć wszyscy członkowie Komisji. Termin i miejsce posiedzeń oraz porządek obrad Komisji Rozjemczej ustala Przewodniczący Komisji w porozumieniu z jej członkami i powiadamia ich pismem poleconym za potwierdzeniem odbioru o terminie posiedzenia, co najmniej 7 dni robocze wcześniej.
36.	F.1.6.	Zmiana sprzedawcy dokonywana jest z uwzględnieniem zapisów obowiązujących umów dotyczących zasad wypowiedzenia, przy czym: dla odbiorców grupy taryfowej C1x - ilość zmian sprzedawcy przez odbiorcę może wynieść do dwóch w ciągu kolejnych 12 miesięcy. Proces zmiany sprzedawcy przez dotychczasowego odbiorcę przedsiębiorstwa energetycznego zintegrowanego pionowo (spółki dystrybucyjnej) nie powinien przekroczyć okresu 2 miesięcy, licząc od momentu spełnienia wymagań określonych w p.F.2.,
37.	G.4.	Sprzedawca o którym mowa w p.G.3., na podstawie zapisanych w generalnej umowie dystrybucyjnej profili i planowanej ilości poboru energii elektrycznej, dokonuje zgłoszeń umowy zgodnie z zapisami IRiESP. Rozliczenie ilości energii elektrycznej wynikającej z profilu klienta oraz z rzeczywistej ilości energii elektrycznej odczytanej w okresie rozliczeniowym następuje wg średnich cen godzinowych rynku bilansującego ogłoszonych przez OSP w danym okresie rozliczeniowym. W przypadku nadmiaru energii elektrycznej, (ilość z profilu jest większa od ilości zmierzonej), średnią oblicza się z cen CROz natomiast w przypadku niedoboru energii elektrycznej średnią oblicza się z cen CROs. Okres rozliczeniowy określany jest w generalnej umowie dystrybucyjnej pomiędzy sprzedawcą a operatorem systemu dystrybucyjnego.